



PROPONENTE:

COMUNE DI CANTIANO

Piazza Luceoli, 3 - 61044 CANTIANO (PU)

PROGETTISTA:

STUDIO D'INGEGNERIA MARIUCCI

*Ing. Mario Mariucci
Dott. Chim. Luca Mariucci*

*06024 Gubbio (PG) - Via dell'Arboreto, 1
T/F 0759 274 064 - mario.mariucci@gmail.com*

PROGETTO:

**IMPIANTO MINIEOLICO 200kW
"MORIA" - CANTIANO**

ELABORATO:

**SIA
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

n°

VII-AMB-02

Tutti i diritti sono riservati a norma di Legge

REV.	DATA	DESCRIZIONE
0	Mag 2012	
1		
2		
3		

INDICE

1	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE.....	3
1.1	Premessa.....	3
2.	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO E NORMATIVO.....	4
2.1.	Scopo e area d'intervento.....	4
2.2.	Programmi energetici.....	5
2.2.1.	Programmi energetici internazionali	5
2.2.2.	Programmi energetici a livello comunitario	6
2.2.3.	Programmi energetici nazionali.....	7
2.2.4.	Programmi energetici regionali	9
2.2.5.	Piano energetico comunale	12
2.3.	Piano Paesaggistico Ambientale Regionale.....	13
2.4.	Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico	13
2.5.	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale - Provincia di Pesaro Urbino.....	14
2.6.	Piano Regolatore Generale – Comune di Cantiano (PU).....	15
2.7.	Interesse economico del Comune di Cantiano (PU)	15
2.8.	Conclusioni del quadro di riferimento programmatico e normativo	15
3	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	16
3.1.	Introduzione al quadro di riferimento progettuale.....	16
3.2	Accesso all'impianto.	17
3.3	Il progetto	17
3.4	Energie Rinnovabili: un inquadramento.	18
3.5	La tecnologia eolica	19
3.6	Impianto Eolico – Descrizione di un impianto moderno.....	19
3.7	Criteri per la scelta degli aerogeneratori.	20
3.7.1.	Il rotore.....	21
3.7.2.	La trasmissione.....	22
3.7.3	Il motore elettrico.....	23
3.7.4	I freni.	23
3.7.5	La torre.....	24
3.8	Il cantiere.....	25
3.9	Le opere civili e le fondazioni.	26
3.9.1	Occupazione del terreno.....	26
3.9.2	Fondazioni.....	26
3.9.3	Materiali da costruzione.....	28
3.9.4	Inizio lavori.	29
3.9.5	Lavori di scavo, preparazione e casseforme.	29
3.10	Il montaggio degli aerogeneratori	30
3.11	Gli impianti elettrici	30
3.12	Stima della gittata di una pala	30
3.13	Ombreggiamento	31
3.14	Effetti socio-culturali.....	32
3.15	Dismissioni dell'impianto.....	32
3.15.1	Dismissioni dell'impianto.....	32
3.15.2	Demolizione e smaltimento degli aerogeneratori.	32
3.15.3	Demolizione e smaltimento delle linee elettriche.....	33
3.15.4	Sottostazione di allaccio alla rete elettrica della società ENEL.....	33
3.15.5	Ingegneria naturalistica	34
3.16	Cronoprogramma	42

3.17	<i>Caratteristiche Fisiche Dell'Impianto.....</i>	43
3.18	<i>Relazione elettrodotto.....</i>	43
3.18.1	<i>Corografia e descrizione della linea elettrica aerea a M.T.</i>	43
3.18.2	<i>Interventi da effettuare nella zona di cantiere di ogni sostegno</i>	45
3.18.3	<i>Interventi di mitigazione derivati dalla della linea elettrica aerea di M.T.</i>	45
3.18.4	<i>Progetto dell'elettrodotto</i>	45
3.18.5	<i>Normativa relativa alla costruzione di linee elettriche.....</i>	51
4	<i>QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE E STIMA DEGLI IMPATTI.....</i>	52
4.1	<i>CONSIDERAZIONI AMBIENTALI.....</i>	52
4.1.1	<i>Obiettivi finalità.....</i>	52
4.2	<i>Localizzazione e scelte progettuali.....</i>	53
4.3	<i>Anemologia.....</i>	53
4.3.1	<i>Anemologia del sito Moria</i>	53
4.3.2	<i>Analisi dei dati anemologici.....</i>	55
4.3.3	<i>Parametri di merito degli impianti eolici.....</i>	64
4.3.4	<i>Potenziale del vento e produzione di energia della Collina di Moria.....</i>	70
4.3.5	<i>Curva della potenza dell'aerogeneratore</i>	71
4.3.6	<i>Il modello di flusso</i>	71
4.3.7	<i>Stima della producibilità del Parco Eolico</i>	71
4.3.8	<i>Conclusioni anemologia del sito</i>	72
4.4	<i>Disponibilità delle risorse eolica e valutazione di alternative di progetto.....</i>	72
4.5	<i>Indagine Geologica</i>	73
4.6	<i>Flora e fauna</i>	73
5	<i>VALUTAZIONE DELL'IMPATTO AMBIENTALE DELL'INTERVENTO</i>	74
5.1	<i>Osservazioni sulla flora e fauna.....</i>	74
5.2	<i>Rumore</i>	74
5.2.1	<i>Premessa.....</i>	74
5.2.2	<i>Inquadramento territoriale del sito di realizzazione dell'opera.</i>	75
5.2.3	<i>Quadro normativo di riferimento.</i>	75
5.2.4	<i>Classificazione acustica del sito.....</i>	76
5.2.5	<i>Descrizione acustica dell'opera come sorgente di rumore (S).</i>	77
5.2.6	<i>Individuazione ed analisi delle sorgenti e dei recettori.</i>	78
5.2.7	<i>Valutazione del clima acustico e misure fonometriche in situ.</i>	78
5.2.8	<i>Assunzioni, metodo di calcolo, valori assoluti e differenziali.</i>	79
5.2.9	<i>Fonometro e certificazioni</i>	80
5.2.10	<i>Analisi dei risultati anemometrici e conclusioni.</i>	81
5.3	<i>Analisi delle onde elettromagnetiche</i>	81
5.3.1	<i>Introduzione onde elettromagnetismo</i>	81
5.3.2	<i>Descrizione della linea elettrica e dati tecnici.</i>	81
5.3.3	<i>Normativa di riferimento e limiti di norma nelle emissioni elettromagnetiche.</i>	82
5.3.4	<i>Emissioni elettromagnetiche.</i>	83
5.4	<i>Regime idrico.....</i>	84
5.5	<i>Atmosfera.....</i>	84
5.6	<i>Inquinamento evitato</i>	85
5.7	<i>Impatto visivo</i>	86
5.7.1	<i>Analisi Zona di Interferenza Visuale.....</i>	86
5.7.2	<i>Analisi di dettaglio della visibilità dai beni tutelati</i>	87
5.7.3	<i>Conclusioni ZVI.....</i>	91
6	<i>CONCLUSIONI GENERALI.....</i>	91

1 STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

1.1 Premessa

L'impianto in oggetto è un minieolico con un unico aerogeneratore della potenza di 200 kW.

Proponente: COMUNE DI CANTIANO (PU) - Piazza Luceoli, 3 – 61044 Cantiano (PU).

Località di installazione dell'aerogeneratore: Moria (PU).

Il Comune di Cantiano (PU) in qualità di proponente, ha richiesto alla Provincia di Pesaro e Urbino, autorità competente, l'avvio della procedura di VIA relativa al progetto minieolico da realizzarsi in località Moria (PU).

Il sito di indagine è ubicato in una zona soggetta a Vincolo Paesaggistico D.Lgs 42/2004 e per tale motivo il progetto rientra nell'allegato A2 "Tipologie progettuali da sottoporre a VIA provinciale" lettera i) della L.R. 26 marzo 2012, n.3.

La sensibilità verso l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili, il risparmio energetico, l'uso razionale del territorio, il rispetto dell'ambiente, la riduzione dell'inquinamento e il contenimento della spesa pubblica sono le prerogative che hanno portato il Comune di Cantiano ad affidare allo Studio d'Ingegneria Mariucci, Gubbio (PG), la progettazione di un impianto minieolico in località Moria.

Di seguito si illustra lo Studio di Impatto Ambientale, eseguito al fine di verificare le reali possibilità di realizzare l'impianto, secondo i contenuti richiesti dalla normativa nazionale e regionale di riferimento, di seguito elencati:

- una descrizione del progetto con informazioni relative alla: localizzazione, caratteristiche progettuali e dimensioni;
- i dati necessari per individuare e valutare i principali impatti sull'ambiente che il progetto può produrre sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio;
- una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame compresa l'opzione zero;
- una descrizione delle misure previste per il monitoraggio.

Lo studio si sviluppa attraverso tre quadri di riferimento previsti dalla normativa ovvero:

- Quadro di riferimento programmatico
- Quadro di riferimento progettuale
- Quadro di riferimento ambientale

2. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO E NORMATIVO

2.1. Scopo e area d'intervento

Il presente Studio di Impatto Ambientale, proposto dal Comune di Cantiano (PU) ha come finalità la realizzazione di un impianto eolico, sito in località Moria - Comune di Cantiano (PU), costituito da un solo aerogeneratore della potenza di 200 kW, con connessione alla rete elettrica ENEL in media tensione, ubicata sempre in località Moria - Comune di Cantiano (PU).

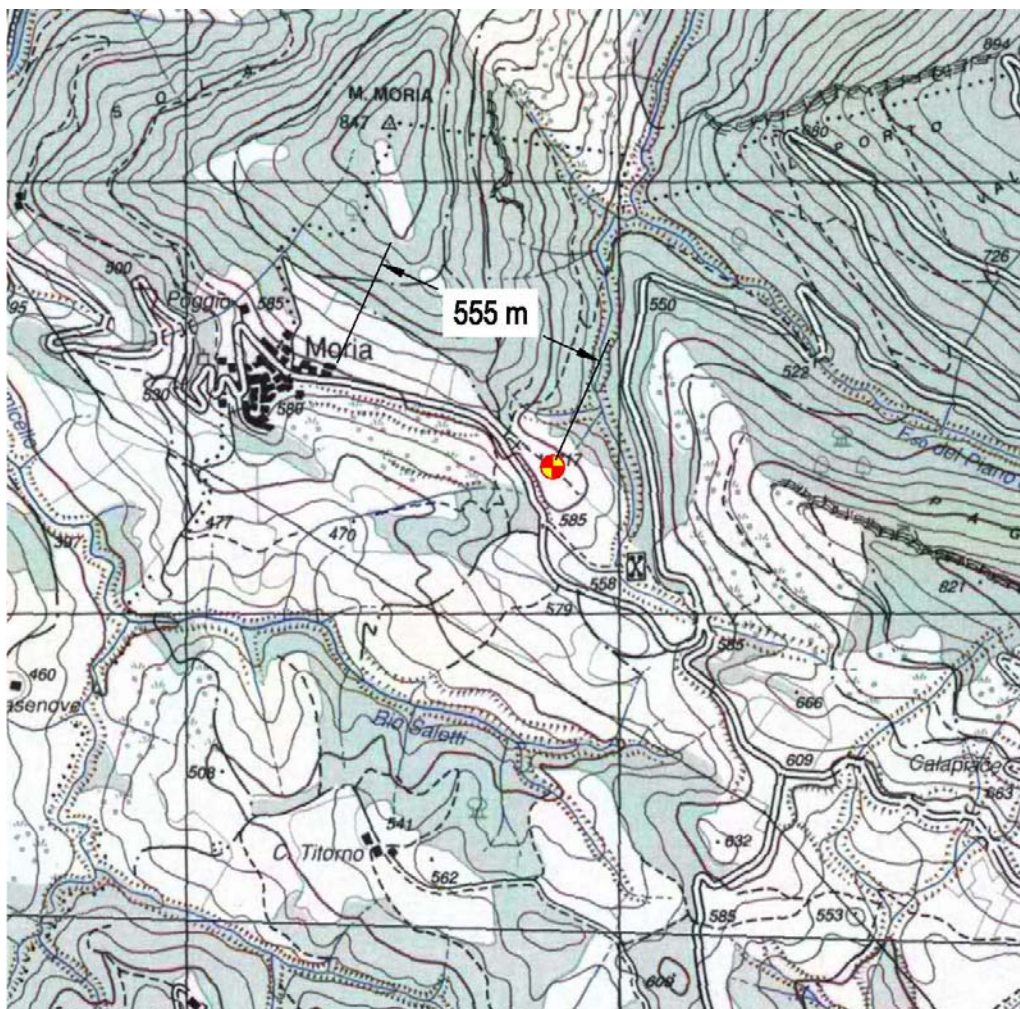


Figura 1 - Inquadramento geografico dell'opera:

Nel Quadro di Riferimento Programmatico e normativo vengono analizzati tutti gli elementi legislativi che regolamentano la realizzazione di un impianto eolico a partire da leggi deliberate dall'Unione Europea per quanto riguarda le normative riguardanti le fonti di energia rinnovabile, fino ad arrivare a strumenti di pianificazione territoriale regionale, provinciale e comunale;

2.2. Programmi energetici

I contenuti dello Studio di Impatto Ambientale rispondono pienamente alle normative di riferimento a livello Europeo, Nazionale e Regionale.

2.2.1. Programmi energetici internazionali

Il Protocollo di Kyoto è il primo tentativo di risposta al problema dell'inquinamento globale tramite il coordinamento delle politiche nazionali dove i Paesi industrializzati ed i Paesi con economia in transizione, si impegnano a ridurre le loro emissioni complessivamente del 5,2% rispetto a quelle del 1990, nel periodo compreso fra il 2008 ed il 2012. Esso rappresenta un importante passo avanti nella lotta contro il riscaldamento planetario perché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas ad effetto serra. Nell'ambito di tale accordo, l'Unione Europea (UE) si assume l'obbligo di ridurre le proprie emissioni per una quota pari all'8%. Ogni paese membro della UE verrà impegnato per quote diverse al raggiungimento del proprio obiettivo nazionale. Non tutti avranno l'obbligo di ridurre le emissioni; alcuni paesi, come Grecia ed Irlanda, potranno anche aumentarle per non danneggiare il proprio sviluppo economico. L'Italia dovrà ridurre del 6,5% le sue emissioni rispetto al 1990 ma, negli ultimi quindici anni, ha visto aumentare le emissioni di CO₂ anziché diminuirle. Rispetto agli obiettivi concordati a Kyoto, l'Italia è l'ultima tra i Paesi dell'Unione Europea a livello di impegno. Nel 2007, in Italia le emissioni totali di gas a effetto serra sono aumentate passando da 516,9 a 567,9 milioni di tonnellate di CO₂ con un incremento del 9,9% (pari a 51 milioni di tonnellate di CO₂). A livello globale, l'Italia, è responsabile del 1,7% delle emissioni globali è nona tra i 10 paesi principali produttori di CO₂. Primo responsabile di ciò è il settore industriale, che ha causato il 26% delle emissioni del 2007, seguito da quello della fornitura energetica, che emette il 25% delle emissioni totali di gas a effetto serra, dai trasporti, con il 23%, e dall'edilizia con il 16%. Quindi per favorire il raggiungimento degli obiettivi, senza un eccessivo peso per l'economia, l'Europa ha anche introdotto con la Direttiva 2003/87/EC, dei meccanismi flessibili tra i paesi membri: la cosiddetta "Borsa della CO₂". I paesi europei potranno in tal modo commerciare le proprie quote di emissioni industriali. Il mercato delle quote di emissione fa parte degli strumenti utili al rispetto degli impegni posti dal protocollo di Kyoto per il taglio delle emissioni di CO₂ responsabili dei mutamenti climatici. La "borsa" ha iniziato ufficialmente a funzionare a gennaio 2005. Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) svolge un ruolo di rilievo per raggiungere l'obiettivo di Kyoto.

In particolare, la direttiva 2001/77/CE prevede per l'Italia un obiettivo di consumo interno lordo di elettricità da FER pari al 25%; ciò significa l'installazione di nuovi impianti rinnovabili fino a giungere ad una produzione cumulata di circa 76 TW.

2.2.2. Programmi energetici a livello comunitario

L'Unione Europea fornisce input agli Stati membri per la lotta ai cambiamenti climatici, che ha avuto un ruolo di spicco in questa politica internazionale molto delicata, svolgendo un ruolo fondamentale nelle trattative. L'UE ha sempre sostenuto la necessità di una partecipazione coesa dei vari Stati, dei loro governi e dei settori coinvolti, la necessità di considerare tutti i gas ad effetto serra, l'importanza di uno sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Seguendo questi principi fondamentali, nel marzo del 2000 l'Unione Europea ha istituito il Programma Europeo per il Cambiamento Climatico (PEEC), identificando nella lotta al cambiamento climatico una delle priorità del suo programma di interventi. Le parti fondamentali di questo programma sono: migliorare i consumi di carburante delle automobili e il rendimento energetico degli edifici; aumentare l'impiego di fonti di energia rinnovabile, promuovere la generazione combinata di calore ed elettricità, controllare i gas ad effetto serra; ridurre le emissioni di metano dalle discariche; sensibilizzare i cittadini e rafforzare la ricerca e sviluppo e l'adozione di tecnologie a ridotto impatto ambientale. Per migliorare ancora la validità del PEEC, nel 2005 l'UE ha varato una nuova strategia che prevede l'attuazione di misure di riduzione delle emissioni intese a contenere l'aumento della temperatura a 2°C rispetto ai livelli preindustriali. Il Consiglio Europeo sottolinea l'importanza del raggiungimento degli obiettivi di questa nuova strategia e individua come strumento prioritario per il raggiungimento dell'obiettivo l'integrazione della politica climatica con quella energetica tenendo in considerazione che la produzione e l'impiego di energia sono le principali fonti delle emissioni di gas effetto serra. In tale contesto il Consiglio Europeo si impegna a:

- realizzare una riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra di almeno il 20% entro il 2020 rispetto al 1990 (obiettivo che verrà incrementato al 30% a condizione che altri paesi sviluppati e in via di sviluppo si impegnino ad analoghe riduzioni delle emissioni e a contribuire adeguatamente, sulla base delle loro responsabilità e rispettive capacità);
- aumentare l'efficienza energetica nell'UE in modo da raggiungere l'obiettivo di risparmio dei consumi energetici dell'Unione Europea del 20% rispetto alle proiezioni per il 2020;
- promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili fissando l'obiettivo vincolante che prevede una quota del 20% di energie rinnovabili nel totale dei consumi energetici dell'UE entro il 2020 e una quota minima del 10% di biocarburanti sul totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione dell'UE entro il 2020.

Per l'attuazione di tale strategia di seguito denominata "Strategia 20-20-20" la Commissione Europea ha proposto nel gennaio 2008 un Piano europeo per l'energia ed il clima. Il Piano, approvato dal consiglio

dell'Unione Europea il 23 aprile 2009, stabilisce il contributo minimo degli stati membri e le modalità per l'adempimento dell'impiego della comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas serra dal 2013 al 2020 (per le emissioni provenienti da fonti che non sono disciplinate dalla direttiva 2003/87/CE – fonti che non rientrano nel sistema comunitario ETS) e di promozione delle fonti rinnovabili. Inoltre in base alle disposizioni del piano, ogni stato membro dovrà assicurare che la propria quota di energia da fonte rinnovabile in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti del relativo Stato. Tra le azioni prioritarie che ogni stato membro dovrà attivare per il perseguimento degli obiettivi sopra citati, vi sono il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici e delle infrastrutture energetiche, l'integrazione delle fonti rinnovabili nella pianificazione delle infrastrutture urbane della città e il sostegno all'uso dei biocarburanti e alla produzione di veicoli più rispettosi dell'ambiente.

A seguito di questa azione l'Unione Europea ha affiancato la politica di adattamento nella consapevolezza dell'attuale impatto dei cambiamenti climatici e della particolare difficoltà di alcune regioni europee. Con l'approvazione del Libro Bianco sull'adattamento ai cambiamenti climatici, la Commissione Europea ha individuato i pilastri portanti della strategia europea volta a minimizzare le conseguenze negative e i danni causati dai cambiamenti climatici. In particolare la strategia delineata individua come obiettivi lo sviluppo di una base conoscitiva sugli effetti dei cambiamenti climatici, l'integrazione delle misure di adattamento in tutte le politiche europee, l'incremento della capacità di risposta agli effetti dei cambiamenti climatici in particolare nel settore agricolo, forestale, sanitario, sociale, biodiversità, risorse idriche, coste e sistemi produttivi.

2.2.3. Programmi energetici nazionali

Il progetto in questione è soggetto ad autorizzazione unica secondo quanto previsto dall' art. 12 del D. Lgs. n° 387 del 29/12/2003, in quanto si tratta di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonti energetiche rinnovabili.

Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative:

- Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti;
- La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le

infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico;

- L'autorizzazione di cui al comma 3 e' rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni; Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto;

Gli impianti di produzione di energia elettrica possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici.

I contenuti dello Studio di Impatto Ambientale saranno quelli previsti dal D. Lgs. 152/2006, Allegato VII – Contenuti dello Studio di impatto ambientale di cui all'art. 22, che si riporta qui di seguito per intero:

1. Descrizione del progetto, comprese in particolare:

- a) una descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
- b) una descrizione delle principali caratteristiche dei processi produttivi, con l'indicazione per esempio, della natura e delle quantità dei materiali impiegati;
- c) una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti (inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, ecc.) risultanti dall'attività del progetto proposto;
- d) la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili;

2. Una descrizione delle principali alternative prese in esame, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione

- delle alternative prese in esame e la loro comparazione con il progetto presentato.
3. Una descrizione delle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante del progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, alla fauna e alla flora, al suolo, all'acqua, all'aria, ai fattori climatici, ai beni materiali, compreso il patrimonio architettonico e archeologico, nonché il patrimonio agroalimentare, al paesaggio e all'interazione tra questi vari fattori.
 4. Una descrizione dei probabili impatti rilevanti (diretti ed eventualmente indiretti, secondari, cumulativi, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi) del progetto proposto sull'ambiente:
 - a) dovuti all'esistenza del progetto;
 - b) dovuti all'utilizzazione delle risorse naturali;
 - c) dovuti all'emissione di inquinanti, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;nonché la descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per valutare gli impatti sull'ambiente.
 5. Una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti effetti negativi del progetto sull'ambiente.
 6. La descrizione degli elementi culturali e paesaggistici eventualmente presenti, dell'impatto su di essi delle trasformazioni proposte e delle misure di mitigazione e compensazione necessarie.
 7. Un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei numeri precedenti.
 8. Un sommario delle eventuali difficoltà (lacune tecniche o mancanza di conoscenze) incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti di cui al numero 4.
 9. Una descrizione delle misure previste per il monitoraggio.

2.2.4. Programmi energetici regionali

Il 16 febbraio 2005, giorno di entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, il Consiglio della Regione Marche ha approvato il suo Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR). L'art. n° 5 della Legge n° 10 del 9 gennaio 1991 aveva introdotto il Piano Energetico Regionale come strumento attraverso il quale le Regioni potevano programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che venivano assunte a livello regionale e locale. La consapevolezza che il legame tra energia e ambiente è indissolubile, per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente, ha portato alla convinzione che la pianificazione energetica si debba necessariamente accompagnare a quella ambientale in modo che le

soluzioni possano essere trovate insieme, nell'ambito del principio di sostenibilità. Il Piano Energetico Regionale è diventato così Piano Energetico Ambientale Regionale. L'importanza della definizione dei Piani Energetici Ambientali Regionali è stata richiamata nel giugno 2001 nel "Protocollo d'intesa della Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome per il coordinamento delle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas-serra nell'atmosfera" (Protocollo di Torino), che si prefigge lo scopo di "pervenire alla riduzione dei gas serra, così contribuendo all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi dell' Unione Europea stabiliti dagli accordi internazionali".

Nel Protocollo di Torino, le Regioni individuano nella pianificazione energetico-ambientale lo strumento per indirizzare, promuovere e supportare gli interventi regionali nel campo dell'energia assumendo, a livello di Regione, impegni ed obiettivi congruenti con quelli assunti per Kyoto dall'Italia in ambito comunitario (abbattimento al 2010-2012 delle emissioni di CO₂ a livelli inferiori al 6,5% rispetto a quelli del 1990). Si riportano di seguito alcuni stralci del PEAR della Regione Marche approvato nel 2005:

[...] Il Piano Energetico Regionale è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi, anche strutturali, in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali, armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale (ad esempio: piani per lo smaltimento dei rifiuti, piani dei trasporti, piani di sviluppo territoriale, piani di bacino per la gestione delle risorse idriche). Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori di energia e per l'utenza diffusa. Con questi presupposti il PEAR prende le mosse da una attenta valutazione delle condizioni al contorno nelle quali il settore energetico regionale agisce. Tali condizioni al contorno sono determinate sostanzialmente da:

- contesto economico e politico-istituzionale sia a livello comunitario che nazionale,
- Bilancio Energetico Regionale (BER) degli ultimi decenni (a partire dal 1970),
- strumenti di pianificazione regionale e locale relativi ad altri campi, settori ed attività.

La conoscenza delle condizioni al contorno ha permesso l'elaborazione degli scenari di evoluzione a medio termine (anno 2015) di tutto il comparto energetico, al fine di fornire il quadro di riferimento su:

- governo della domanda di energia,

- governo della offerta di energia,
- contenimento delle emissioni di gas climalteranti, per i soggetti pubblici e privati che intendono assumere iniziative in campo energetico. In tale quadro di riferimento si inseriranno anche i Piani Energetici Comunali che i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti redigono in ottemperanza all'art. 5 della legge 10/91. E si inseriranno i Piani Energetici Provinciali con cui le Province esercitano le competenze in materia di "programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico" riconosciute loro dal Dlgs 112/98 (legge Bassanini). Nella consapevolezza che gli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto nel 1997 sono ora più lontani a livello mondiale, che gli effetti dell'inquinamento atmosferico sulla salute umana e sull'ambiente si aggravano, che il riscaldamento del pianeta è documentato e riconosciuto dalla grande maggioranza della comunità scientifica, che recenti direttive comunitarie definiscono ulteriormente i compiti degli Stati e delle Regioni per la riduzione dell'effetto serra e per forti innovazioni nelle politiche energetiche, il PEAR è uno strumento organico, articolato negli obiettivi e nei contenuti, attuabile per gradi e flessibile al fine di cogliere le opportunità della strategia comunitaria. Tre sono gli assi principali e costitutivi del PEAR:
- risparmio energetico tramite un vasto sistema di azioni diffuse sul territorio e nei diversi settori del consumo, soprattutto nel terziario e nel residenziale. Strumenti attivabili sono le campagne di sensibilizzazione ed informazione e programmi di incentivazione agili e significativi caratterizzati da semplicità burocratica nonché da sistematicità e continuità degli interventi;
- impiego delle energie rinnovabili con particolare riferimento all'energia eolica ed alle biomasse di origine agro-forestale anche per la produzione di biocarburanti. Per quanto riguarda l'energia solare il suo ruolo strategico viene sottolineato rendendone sistematico lo sfruttamento in edilizia;
- e efficienza energetica con particolare riferimento ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica ed energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera.

In generale l'impostazione del PEAR si ispira alle logiche della riduzione del prelievo di risorse naturali, dell'utilizzo innovativo delle energie rinnovabili, di una forte dose di innovazione tecnologica e gestionale soprattutto nel settore industriale. Il Piano interviene inoltre sulla necessità di rendere equilibrato al massimo grado il settore energetico regionale agendo soprattutto sul deficit del comparto elettrico per

garantire il pieno sostegno allo sviluppo economico e sociale delle Marche. In questo senso risulta centrale il criterio della produzione distribuita e non concentrata di energia; il PEAR non prevede quindi il ricorso a poche grandi centrali di produzione energetica, che risultano per altro particolarmente esposte sotto il profilo del consenso sociale e della sicurezza. La scelta della produzione distribuita è funzionale alla valorizzazione un aspetto peculiare della realtà marchigiana di cui il PEAR intende tener conto: le aree industriali omogenee. Molte delle iniziative proposte, in particolare quelle che impattano sul settore industriale, sono pertanto ritagliate su questa particolare forma organizzativa del tessuto produttivo. Si vuole così configurare un quadro che renda le aree industriali omogenee una sorta di incubatori di interventi innovativi ad alta valenza energetico ambientale. Da ultimo, nel PEAR si definiscono anche le priorità nella destinazione delle risorse regionali eventualmente disponibili. Vista la dinamicità del quadro istituzionale (direttive europee e provvedimenti legislativi nazionali in corso di emanazione), economico (liberalizzazione dei mercati dell'energia, oscillazioni dei prezzi del petrolio) e tecnologico in materia e al fine di monitorare i risultati conseguiti con gli interventi proposti, la Giunta Regionale eseguirà ogni anno la valutazione del PEAR che sottoporrà al Consiglio Regionale per l'eventuale correzione sia degli strumenti che degli obiettivi. In questa maniera il Piano sarà effettivamente uno strumento capace di leggere l'evoluzione delle problematiche energetiche della regione e, possibilmente, di adeguarvisi. L'energia eolica potrebbe portare un contributo non trascurabile ma sul suo sfruttamento pesano parecchi dubbi e perplessità. Si è cercato di individuare in modo oggettivo se esistono aree vocate allo sfruttamento dell'energia eolica sia al largo delle coste che sui rilievi della regione, eseguendo dapprima una valutazione sistematica della risorsa vento per poi prendere in esame i vincoli che rendono non idonei alcuni siti. Il risultato di questa indagine sistematica è la predisposizione di una serie di requisiti tecnici che i siti debbono possedere per poter alloggiare un impianto eolico. La conclusione è che esistono in regione un certo numero di siti (sia off-shore che sulla terraferma) che tecnicamente sono idonei ad ospitare centrali eoliche con soddisfacente producibilità e ridotto impatto ambientale. Sulla base anche delle scelte operate dalle Regioni limitrofe, per la salvaguardia del territorio e per un corretto sfruttamento della risorsa eolica, la Regione Marche ha fissato in 160 MW la potenza massima installabile sul suo territorio nell'ambito temporale del PEAR. [...]

2.2.5. Piano energetico comunale

Il comune di Cantiano, dato il numero di abitanti, non è tenuto a predisporre un Piano Energetico Comunale (PEC). Nel frattempo si sono attivati con diverse iniziative per promuovere, diffondere ed incentivare l'uso appropriato dell'energia (risparmio energetico), delle tecnologie (efficienza energetica) e la produzione di energia da fonti rinnovabili.

2.3. Piano Paesaggistico Ambientale Regionale

Il PPAR – Piano Paesistico Ambientale Regionale della Regione Marche, disciplina gli interventi sul territorio con il fine di conservare l'identità storica, garantire la qualità dell'ambiente e il suo uso sociale, assicurando la salvaguardia delle risorse territoriali.

Le disposizioni del PPAR sono vincolanti e prevalenti nei confronti di tutti gli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti; restano comunque salve le disposizioni più restrittive, ove previste dagli strumenti urbanistici e da leggi statali e regionali. Le prescrizioni di base permanenti, indicate per alcune delle categorie di paesaggio, devono essere assunte come soglia minima ed inderogabile anche in sede di adeguamento degli strumenti urbanistici generali.

Entrando nel merito dell'analisi del territorio e dei vincoli trattati dal PPAR, dal quale estraiamo le parti che interessano il nostro progetto, si rilevano interessanti e importanti indicazioni e vincoli di cui tenere conto nello sviluppo della progettazione.

I caratteri geo-litologici delle Marche costituiscono uno dei fattori principali che concorrono alla formazione del paesaggio naturale in quanto condizionano l'assetto morfologico ed idrogeologico regionale.

La tutela dei singoli elementi emergenti e degli ambienti peculiari deve avvenire mediante la difesa dell'insieme dei fattori naturalistici che danno forma al paesaggio.

2.4. Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico

La relazione tecnica che definisce l'ambito di applicazione del PAI precisa che esso è relativo ai bacini idrografici, all'interno dei bacini di rilievo regionale sono state individuate le seguenti aree :

- a) aree soggette a pericolosità e a rischio idraulico in quanto inondabili da piene fluviali delle aste principali assimilabili ad eventi con tempi di ritorno fino a 200 anni.
- b) aree soggette a pericolosità e a rischio idrogeologico gravitativo per fenomeni franosi individuate sulla base di una ricognizione delle informazioni specifiche contenute negli strumenti urbanistici comunali, nei PTC provinciali e in altri studi specifici di settore già elaborati (C.A.R.G., S.C.A.I., RIM, Studi GNDCI); ai fenomeni censiti è stata attribuita una pericolosità graduata su quattro livelli definiti in base alla tipologia del fenomeno e al relativo stato di attività come risultanti dalla omogeneizzazione e classazione della documentazione acquisita.

2.5. Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale - Provincia di Pesaro Urbino

Il territorio della Provincia di Pesaro Urbino è analizzato con particolare attenzione dal PTCP Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale. Nella progettazione si è posta particolare cura al rispetto delle indicazioni e dei vincoli definiti nel Piano di Coordinamento Provinciale della Provincia di Pesaro Urbino. Per approfondimenti sulle scelte tecnico-progettuali attuate, si rimanda agli elaborati di progetto di cui questa relazione fa parte.

La lettura dei caratteri fisici, botanico-vegetazionali, dei modi d'uso del suolo e del territorio e dei loro significati nella cultura diffusa, dell'evoluzione storico-insediativa, demografica, socio-economica, del rapporto tra edificato e morfologia del territorio, etc. poggia su due assunti fondamentali.

Il primo assunto riguarda il rapporto tra la "forma del territorio", ovvero l'insieme dei fattori fisici e "naturali" che connotano il territorio (altezza, profili, morfologia dei rilievi, ampiezza delle superfici pianeggianti, strutture geologiche, densità e qualità delle coperture vegetali, caratteri pedologici dei terreni, etc.) e la "forma degli insediamenti": così come si è instaurato attraverso i secoli e come tuttora permane nel territorio provinciale questo rapporto appare, per molteplici ragioni, più diretto e, comunque, di più immediata comprensione rispetto a quello che caratterizza altri territori; esso sembra esercitare qui un ruolo di assoluta preminenza, comunque più essenziale che altrove.

Al variare delle forme del territorio corrisponde con puntualità e precisione il variare delle forme insediative ed a queste variazioni aderisce la percezione diffusa del paesaggio di cui si nutre chi vive in questi territori: una percezione che la crescita della mobilità sul territorio avvenuta negli ultimi decenni non solo non ha attenuato ma ha contribuito a rendere più vigile ed acuta. E' plausibile che a questa immediatezza di rapporti tra territorio e insediamenti sia da attribuire quella minore evidenza dei segni di tendenziale omologazione indotti dalla recente diffusione di tipologie insediative "atopiche", indifferenti ai rapporti con i luoghi.

Il secondo assunto, fortemente connesso col primo, su cui si basa la lettura del territorio fatta dal P.T.C., riguarda i modi in cui sono avvenute nel lungo periodo le trasformazioni del sistema insediativo nel territorio provinciale: alcuni dei principi insediativi che hanno guidato le trasformazioni a partire dal tardo medioevo, pur avendo subito negli ultimi due secoli e, soprattutto negli ultimi decenni, numerose ed a volte radicali crisi che ne hanno certamente ridotto e modificato il ruolo, non sembrano aver perso del tutto una qualche forma di persistenza e di efficacia, che è avvertibile, in particolare, più che nelle scelte ufficiali della pianificazione urbanistica, nelle opzioni di localizzazione individuali e collettive. Le peculiarità del rapporto tra insediamenti e territorio richiamate a proposito del primo assunto non hanno mancato di agire, seppure diversamente configurate, anche nelle trasformazioni recenti, fornendo

quell'ancoraggio a "regole" e criteri non scritti che permette di riconoscere anche nelle forme attuali il permanere di alcuni tratti di continuità col tessuto paesistico-insediativo costruitosi nella lunga durata.

2.6. Piano Regolatore Generale – Comune di Cantiano (PU)

Il Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Cantiano (PU) è la base che definisce le norme da seguire, oltre a quelle sopracomunali, nel progettare l'impianto eolico in oggetto. Nella seguente relazione il riferimento al PRG è costante, così come lo sono gli estratti continuamente riportati.

Il PRG:

- costituisce lo strumento per la organizzazione del territorio comunale;
- fornisce indicazioni e precisazioni sulle iniziative che comportano trasformazione d'uso del territorio;
- è adeguato ai contenuti del Piano Paesistico Ambientale Regionale adottato dalla Giunta Regionale modificazioni ed integrazioni, ne recepisce gli indirizzi e le finalità, ne sostituisce in modo definitivo le corrispondenti prescrizioni transitorie.

Le norme del PRG sono vincolanti per qualsiasi soggetto pubblico e privato e si applicano in tutto il territorio comunale.

2.7. Interesse economico del Comune di Cantiano (PU)

Il Comune di Cantiano, considera suo preciso dovere di utilizzare le risorse del suo territorio per metterle a servizio della sua popolazione.

L'orografia del territorio in considerazione, prevalentemente collinare e montuosa, la posizione geografica sulla dorsale appenninica Umbro-Marchigiana, sono indicazioni importanti per utilizzare la risorsa eolica.

Le risorse economiche del Comune sono sufficienti solo per un investimento in un impianto minieolico di potenza 200 kW e poter accedere alla tariffa elettrica onnicomprensiva di 0.30 €/kWh, e quindi garantire una entrata economica importante per il Comune.

2.8. Conclusioni del quadro di riferimento programmatico e normativo

Il progetto per la realizzazione dell'impianto eolico per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili risulta essere coerente con tutti gli strumenti ed i programmi operanti ai diversi livelli istituzionali in materia di energia e di lotta ai cambiamenti climatici.

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1. Introduzione al quadro di riferimento progettuale

Le scelte del sito, per quanto riguarda la ventosità si è basata sulle valutazioni dell'atlante del vento, confermate anche dai dati rilevati da anemometri installati su Monte Petrano e sul Monte Catria. Queste informazioni consentono di dare un giudizio obiettivo delle potenzialità anemologiche ed energetiche del luogo, tuttavia è necessario approfondire lo studio anemometrico con rilievi in loco.

Il sito individuato è costituito da un rilievo posto in mezzo a una gola che taglia la dorsale degli Appennini Umbro-Marchigiani. La quota del rilievo è di 615 m s.l.m. mentre la quota della gola è di circa 500 m s.l.m., il dislivello fra le due quote di 115 m, le due alte pareti laterali del Monte Petrano e del Massiccio del Nerone, creano un effetto Venturi, la direzione dei venti dominanti parallela alla gola danno una ventosità eccellente per essere utilizzata dall'impianto eolico.

Nel luogo di progetto la presenza di roccia affiorante, l'assenza di formazioni boschive e di arbusteti sono tipiche di un sito ad elevata ventosità.



Figura 2 - Foto che evidenzia la posizione del sito che sbarra la gola che attraversa gli Appennini.

La presente relazione riassume i caratteri salienti dell'opera in progetto.

3.2 Accesso all'impianto.

L'impianto eolico in oggetto è posizionato sulla dorsale Appenninica: per raggiungere il sito, partendo dal porto di Fano, dove giungeranno le componenti degli aerogeneratori, si percorre la Strada Statale Flaminia sino alla località di Pontedazzo, successivamente si percorre la strada provinciale Pontedazzo-Pianello che fiancheggia il sito dell'impianto.

Non è necessario realizzare nuove strade.

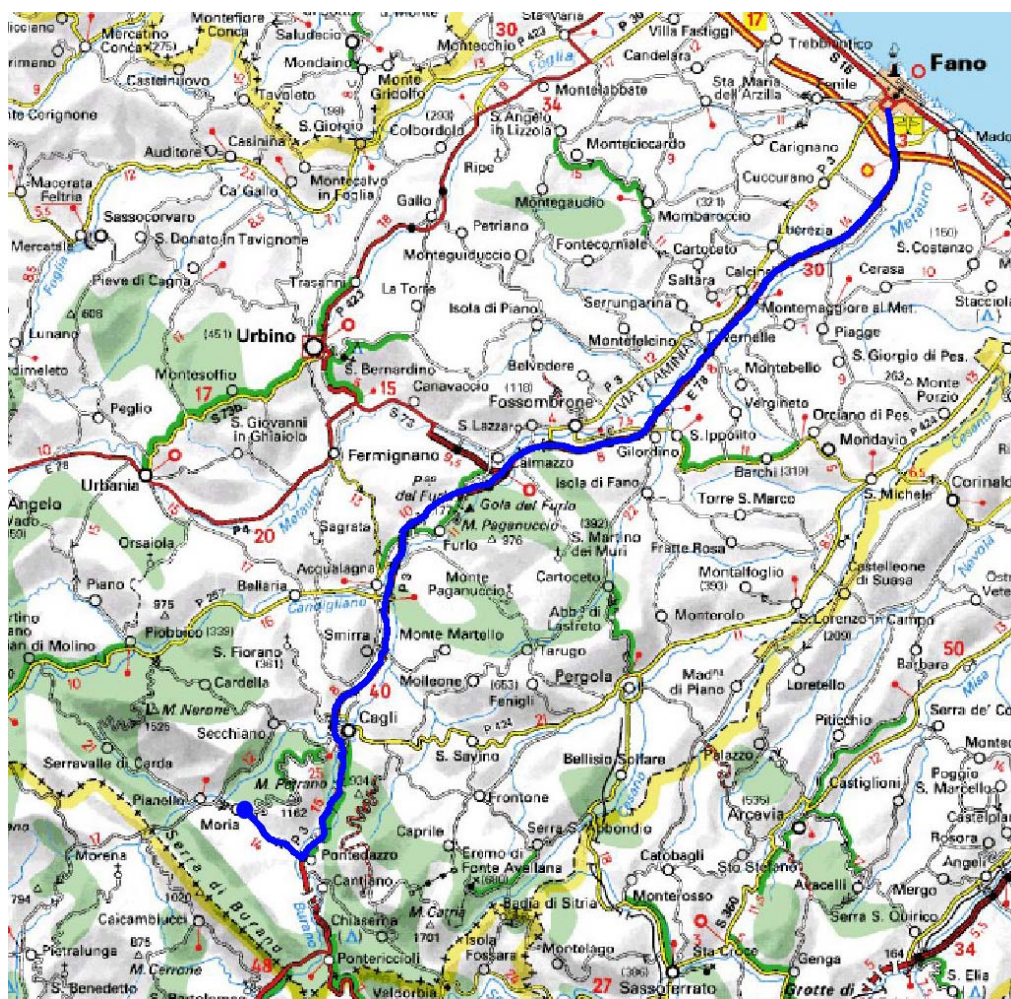


Figura 3 - Stradario dove è indicato il percorso per il trasporto delle componenti dell'aerogeneratore.

3.3 Il progetto

Il presente progetto prevede:

- le pratiche amministrative;
- le concessioni edili rilasciate dal Comune;
- le pratiche d'impatto ambientale;
- i permessi idrogeologici;

- le autorizzazioni dell'Aeronautica;
- i permessi di allaccio alla rete elettrica nazionale;
- i permessi per eventuali interventi sul sistema viario;

Per conseguire questi obiettivi è stato definito nei dettagli:

- l'analisi del vento nella zona in base all'atlante del vento;
- il modello, l'altezza e le caratteristiche dell'aerogeneratore in base ai dati di vento;
- i circuiti elettrici definiti in funzione del punto di consegna al Gestore della rete elettrica;
- lo studio degli effetti derivati dallo sviluppo dell'attività e descrizione delle misure correttive previste;
- l'attenta considerazione delle strade esistenti.

Come è già stato indicato, l'impianto è costituito da un unico aerogeneratore bi-tripala, di potenza nominale di 200 kW, la torre è alta 30 metri.

3.4 Energie Rinnovabili: un inquadramento.

L'energia rinnovabile è suddivisibile in varie tipologie, i cui costi relativi sono molto differenti e di solito superiori a quelli delle fonti convenzionali. La tendenza odierna è quella di considerare nel calcolo finale anche il credito (o debito) ambientale da quantificare in base ai vantaggi offerti in termini di sicurezza energetica, tutela territoriale, sviluppo economico e sociale.

Mi permetto di aggiungere che, proprio a livello del calcolo del credito ambientale e dei vantaggi, i costi d'importazione del combustibile devono essere valutati diversamente dai costi sostenuti all'interno di una nazione:

- Il credito d'esercizio delle energie rinnovabili è dato dal costo specifico del combustibile risparmiato e dal minore costo degli oneri operativi.
- Il credito ambientale e sociale delle fonti rinnovabili, anche se ancora non quantificabile, è nettamente superiore a quello delle fonti convenzionali.
- Il credito di potenza è, per alcune fonti rinnovabili (in particolare eolico e solare) inferiore perché legato alla disponibilità della materia prima rinnovabile. Inoltre nel caso di generazione d'elettricità, esiste un limite superiore relativo alla quantità di potenza che può essere immessa nel sistema elettrico nazionale onde evitare problemi di gestione del sistema stesso. Tale limite dipende da molti fattori quali la struttura del sistema elettrico e la distribuzione territoriale degli impianti intermittenti. In ogni caso, alcuni studi fanno ricadere questo limite nell'intervallo 15 ÷ 20 % della potenza di base nella quale è compresa quella idroelettrica di medi e grandi impianti e geotermica ad alta entalpia.

3.5 La tecnologia eolica

Si riportano di seguito alcune considerazioni sull'energia eolica tratte dal "Libro Verde dell'Energia".

A livello internazionale la tecnologia eolica ha conseguito eccellenti valori di diffusione ed economicità con costi interni dell'energia, in buone condizioni di ventosità, competitivi con quelli ottenuti da combustibili fossili.

In Italia, dopo un periodo di stasi, si è avviato un processo di diffusione soprattutto in alcune Regioni, in altre esiste molta resistenza, spesso non giustificata. Il contributo potenzialmente ottenibile dall'eolico, in ogni modo, si stima molto interessante in aree con buona ventosità e nel rispetto dell'ambiente.

I costi d'investimento unitari sono stimati decrescenti in connessione alla crescita del mercato ed all'innovazione tecnologica. L'incentivazione finanziaria pubblica, nel nostro caso è legata alla tariffa omnicomprensiva.

3.6 Impianto Eolico – Descrizione di un impianto moderno

Un impianto eolico consiste nell'installazione di un insieme d'aerogeneratori che convertono l'energia del vento in energia elettrica.

L'aspetto innovativo dell'installazione sta nell'utilizzo d'aerogeneratori dell'ultima generazione. Le turbine degli ultimi modelli sono l'evoluzione tecnologica e presentano dimensioni ed ingombri ridotti a parità di potenza; con queste caratteristiche si adattano meglio a siti morfologicamente più complessi.

La struttura delle turbine di potenza da 200 kW è costituita da una torre tubolare in acciaio alta 30 m che sostiene il vano motori a cui è collegato il rotore tripala o bipala in fibra di vetro avente un diametro di circa 27 m.

Le pale della macchina sono imbullonate su un mozzo ed insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato ad un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore.

L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri, da cui esce un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di velocità del moltiplicatore.

Sull'albero veloce è posto un freno a valle del quale si trova il generatore elettrico da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza. Nella maggior parte delle macchine odierne, tutti i componenti su menzionati, ad eccezione naturalmente del rotore, sono ubicati in una cabina, detta navicella, la quale, a sua volta, è posizionata su un supporto-cuscinetto, in maniera da essere facilmente orientabile secondo la direzione del vento.

Un sistema di controllo con diverse funzioni è preposto anche alla regolazione della potenza. Questa regolazione può essere eseguita ruotando le pale intorno al loro asse principale, sistema d'attuazione del passo, in maniera da aumentare o ridurre l'angolo d'incidenza della pala con la direzione del vento, oppure in termini costruttivi, tramite la scelta di un opportuno profilo delle pale che provoca lo stallo, ad una certa velocità, della vena fluida del vento. Il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, serve ad inseguire la direzione del vento, ma che può essere anche utilizzato per il controllo della potenza; l'imbardata controlla anche la fermata della macchina, quando vi è un vento di velocità superiore a quella massima per la quale la macchina è stata progettata.

L'energia elettrica prodotta dall'aerogeneratore è alla tensione di 690 V ed è elevata da un trasformatore interno sino a 20.000 V e quindi è inviata al punto di consegna al Gestore della rete elettrica.

Gli aerogeneratori sono forniti in parti e montati in loco. Il trasporto avverrà mediante camion su strade.

Nello studio delle sollecitazioni a cui è sottoposta ogni turbina va sottolineato che la natura delle forze dominanti è dinamica. L'intera zona di insidenza dell'impianto è classificata sismica e i calcoli strutturali devono seguire le disposizioni dettate dalle NTC ciò incide nel calcolo delle strutture portanti insieme ai pesi propri, all'azione del vento e al moto dei rotori.

Le fondazioni saranno formate da una platea di cemento armato normale.

La corretta esecuzione dell'impianto e l'esatta determinazione dei venti nella zona garantiscono il successo economico e la sua possibile espansione. Le esperienze effettuate sono da considerarsi tali da poter fornire una guida sicura per valutare tecnicamente, economicamente ed ambientalmente un'iniziativa quale quella in oggetto.

Le Leggi n. 10/91 e n. 387/2003, dichiarano che: "L'utilizzazione delle fonti d'energia è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche."

3.7 Criteri per la scelta degli aerogeneratori.

I criteri alla base della realizzazione degli aerogeneratori sono così schematizzati: l'efficienza, la robustezza, l'affidabilità, la durata garantita, la sicurezza, la stabilità nelle punte critiche delle azioni esterne, la facilità di trasporto e d'assemblaggio, l'adattabilità al luogo ed alle sue grandezze anemometriche e climatiche, la facile reperibilità sul mercato dei componenti meccanici ed elettrici.

Alla luce di questo ultimo aspetto, sono accettabili i brevetti in possesso delle aziende fornitrici d'aerogeneratori purché le turbine offerte siano realizzate con elementi comuni ad altre macchine

destinate anche per altri usi. Infine la struttura portante è il più possibile "aperta" ad accettare nuovi componenti e nuove soluzioni.

La turbina deve essere progettata seguendo i seguenti criteri:

- Sistema di controllo affidabile;
- Sistema di connessione alla rete elettrica nazionale estremamente precisi nei modi e nei tempi con tolleranze inferiori a quelle dettate dal gestore della rete;
- Sistema di rotazione elettrico dell'imbarcata affidabile;
- Il rotore e le pale devono avere un'eccellente bilanciamento del peso e trasferimento del carico in sicurezza;
- Cambio affidabile in accordo;
- Facilità di manutenzione.

3.7.1. Il rotore.

L'aerogeneratore avrà il rotore orizzontale e posto sopravento, con due o tre pale aerodinamiche le quali potranno essere:

- a passo variabile controllato con microprocessore e con un sistema attivo d'orientamento: a bassa velocità la pala è orientata in modo da offrire una maggior superficie resistente al vento ma quando la velocità aumenta, questa superficie si riduce cambiando l'angolo d'orientamento;
- assetto fisso: in questo caso le pale sono ancorate al mozzo, l'angolo d'attacco è regolato e ottimizzato in accordo con le condizioni specifiche del sito.

Le pale saranno costruite in un unico pezzo, di materiale composito. La base sarà in acciaio lavorato opportunamente per ancorarla, al mozzo. Sarà attentamente montato all'interno delle pale un affidabile sistema elettrico di riscaldamento delle pale stesse.

Le pale possono essere a passo variabile o ad assetto fisso:

- le prime si avvieranno su un mozzo per mezzo di un supporto in acciaio che può ruotare sulla sede con un movimento assistito mediante un sistema idraulico. Con questo sistema si otterrà un avviamento con minori sollecitazioni sulla struttura e anche durante il funzionamento e nella frenatura, aumenta inoltre la potenza a basse ed alte velocità del vento rispetto agli aerogeneratori a pale fisse;
- le seconde hanno il profilo aerodinamico e l'incidenza al vento tale che provochino, in caso di vento superiore a 25 m/s, lo stallo dei filetti fluidi con immediata perdita di potenza.

Il colore delle pale sarà bianco-grigio opaco, per minimizzarne l'impatto visivo. La vernice dovrà essere

inglobata nella resina al fine di garantirne la durata nel tempo; anche le parti metalliche saranno verniciate dello stesso colore, con tecniche che ne garantiscano la resistenza.

Il mozzo sarà sferico o ellissoidale, normalmente in ghisa sferoidale oppure in acciaio con processo di fusione, e sarà montato direttamente sull'albero del rotore. Le flange per il montaggio delle pale dovranno permettere la rotazione di queste ultime per regolarne l'angolo d'incidenza rispetto al vento. I bulloni d'ancoraggio alla base d'ogni pala, i cilindri idraulici, le tubazioni idrauliche, l'unità di potenza idraulica e la relativa unità di comando e controllo, dovranno essere facilmente ispezionabili quindi il mozzo dovrà essere accessibile facilmente ed essere coperto da una protezione nella parte frontale.

ROTORE	DATI
<i>Diametro del rotore</i>	27 m
<i>Superficie spazzata</i>	572 m ²
<i>Numero di pale</i>	3
<i>Materiale</i>	Fibra di vetro rinforzata
<i>Numeri di giri</i>	27 min ⁻¹
<i>Velocità periferica</i>	38 m/s
<i>Inclinazione dell'asse del rotore</i>	5°
<i>Angolo del cono rotore</i>	4°
<i>Senso di rotazione</i>	Senso orario
<i>Posizione del rotore rispetto al vento</i>	Sopra vento

3.7.2. La trasmissione.

Il mozzo delle pale sarà fissato al primo albero che ruota a velocità lenta, la sua funzione sarà quella di trasmettere l'energia al moltiplicatore di giri, sarà supportato da due robusti cuscinetti uno vicino al mozzo, l'altro flessibile vicino o nella scatola del cambio. L'albero potrà terminare scanalato o con un giunto per accoppiarsi al primo albero del cambio: questo al fine di assorbire i piccoli disassamenti che sicuramente si incontrano durante il funzionamento. I cuscinetti saranno contenuti da robusti supporti normalmente di ghisa, dotati di doppie guarnizioni o tenuta labirintica: questa componente avrà lo scopo di proteggere i cuscinetti da polvere ed impedire la fuoriuscita del grasso.

Il numero di giri delle pale oscillerà fra 7 e 27 al minuto ciò non consente l'innesto diretto al motore che dovrà produrre corrente elettrica alternata con frequenza 50 Hz e quindi avere un numero di giri adeguato.

Il moltiplicatore di giri ha lo scopo di permettere l'accoppiamento delle pale al motore elettrico, la trasmissione sarà realizzata con ruote dentate cicloidali a denti elicoidali a più stadi. La carcassa del moltiplicatore di giri sarà in ghisa e sarà ancorata alla navicella per mezzo di sostegni ammortizzanti per

ridurre la trasmissione delle vibrazioni alla struttura; un coperchio superiore imbullonato permetterà l'ispezione della trasmissione.

L'albero d'uscita dal moltiplicatore avrà un numero di giri più alto di quello d'ingresso, di conseguenza la coppia sarà in proporzione più bassa. Per queste ragioni il freno meccanico sarà montato su di esso. Sulla flangia dell'albero sarà montato un trasduttore del numero di giri. L'albero di cui abbiamo parlato sarà collegato tramite giunto all'albero del generatore. Tutte le parti in rotazione saranno protette o coperte per ragioni di sicurezza. Il calore prodotto dalla trasmissione sarà allontanato dall'olio lubrificante, il quale passando in un radiatore lo cederà all'aria esterna. Il radiatore avrà una superficie di scambio idonea a mantenere la temperatura dell'olio sotto gli 80°C.

3.7.3 Il motore elettrico.

Il motore asincrono dovrà essere a due velocità per essere efficiente anche a bassa potenza del vento. Sarà sostenuto da supporti antivibranti fissati alla navicella nella parte opposta al mozzo. Il motore elettrico riceverà il moto dall'albero in uscita dal cambio per mezzo di un giunto flessibile.

Sarà racchiuso e ben protetto, la sua temperatura sarà regolata da apposito fluido refrigerante che smaltirà il calore assorbito nell'aria per mezzo d'apposito radiatore, e sarà tenuta sotto controllo con misuratori incorporati nei due avvolgimenti del generatore. Nel caso di temperature superiori a 155°C la turbina eolica si fermerà. Quando il generatore sarà raffreddato sotto i 100 °C, la turbina eolica sarà automaticamente riportata in funzione.

L'isolamento elettrico dovrà essere almeno di classe F, tale da garantire la regolare funzionalità della macchina, anche in situazioni estreme di potenza che può arrivare al 30 ÷ 40% in più di quella nominale, con aumento relativo della temperatura.

3.7.4 I freni.

I freni saranno del tipo "normalmente frenati" così che in assenza di qualunque segnale (caso estremo) si azioneranno bloccando il sistema; quindi sarà richiesta una pressione attiva nel sistema di comando e controllo per permettere il regolare funzionamento.

I freni saranno due: quello aerodinamico e il freno meccanico. Quest'ultimo sarà a disco montato come detto sull'albero d'uscita dal cambio e vicino ad esso. Le ganasce saranno ancorate ad una mensola e molle premeranno i cuscini d'usura contro il disco: le molle saranno contrastate da pistoncini idraulici, che libereranno il disco dalla stretta dei cuscini consentendo all'albero di tornare a ruotare. In mancanza d'energia idraulica il sistema si frenerà automaticamente.

Quello aerodinamico potrebbe essere come quello già descritto: la posizione normale della punta della pala, perfettamente allineata con la pala fissa, sarà mantenuta da un sistema idraulico attivo; qualora la pressione al suo interno si dovesse abbassare, la punta ruotando si disporrà trasversalmente ricevendo una forte azione frenante.

La riduzione della pressione nel circuito idraulico sarà provocata anche dall'aumento anomalo della forza centrifuga, segno di una situazione pericolosa del numero di giri; quando la pressione ritornerà a valori normali, le punte delle pale si riallineeranno.

Un altro freno aerodinamico sarà per pale orientabili: sfrutterà il sistema di regolazione del passo delle pale, potrà essere utilizzato per fermare la turbina poiché, quando le pale ruoteranno di 90° sul loro asse longitudinale, il rotore non presenterà superficie di resistenza al vento. Il comando idraulico si comporterà similmente a quello del precedenti meccanismo.

Il sistema, qualunque esso sia, sarà controllato da computer che avrà anche il comando di fermata. Esso agirà sia sul freno aerodinamico (primo o secondo) sia sul freno meccanico: il tempo per l'azione dovrà essere il più breve possibile e dovrà operare in qualunque condizione.

Due pulsanti d'emergenza uno sarà posto alla base della torre, l'altro in un punto molto comodo da raggiungere nella navicella. Una volta attivato uno di essi, ogni contatto, incluso l'interruttore principale, verrà disattivato e di conseguenza anche il generatore verrà escluso.

3.7.5 La torre.

L'aerogeneratore sarà collocato sulla sommità di una torre metallica tubolare troncoconica d'acciaio, l'altezza pari a 30m; il diametro della base sarà 2,00 m e 1,00 m quello in sommità.

Lo spessore della lamina metallica sarà variabile con l'altezza.

La torre sarà prodotta con piastre d'acciaio formate e saldate come un tubo conico. Le saldature saranno controllate con un processo di monitoraggio e controllo estensivo, che dia come risultato saldature d'altissima qualità. La torre sarà costruita in 2÷ 3 parti, che saranno sollevate con una gru e si uniranno tra loro e con la fondazione mediante flangia interna. Inoltre una ghiera d'ancoraggio la unirà alla fondazione. La struttura completa trasmetterà tutte le forze dinamiche e i carichi di fatica, dal rotore al sistema d'imbardata fino alle fondazioni attraverso la torre. All'interno della torre si accederà tramite un portellone posto alla sua base.

All'interno della torre sarà disposta una scala in alluminio per accedere alla navicella, equipaggiata con dispositivi di sicurezza e piattaforme di riposo e protezione. Sarà dotata anche di due elementi di canalizzazione e fissaggio del cablaggio elettrico e installazione d'illuminazione ausiliaria.

Alla giunzione d'ogni flangia della torre sarà posta una piattaforma, dalla quale i bulloni possono essere controllati e stretti. La piattaforma più in alto consentirà uno spazio adeguato per l'ispezione del sistema d'imbardata stando in piedi. Qui sarà posto l'accesso al compartimento dalla torre alla navicella.

Lampade provviste di prese per l'alimentazione d'utensili elettrici illumineranno la torre e il compartimento della navicella.

La torre sarà sabbiata, galvanizzata e verniciata con vernice multistrato di rivestimento. Il colore standard sarà bianco grigio opaco e sarà uguale al colore della navicella e delle pale.

La torre ed il compartimento della navicella saranno provvisti di un certo numero di golfare cui agganciare la corda di sicurezza. Tutti i punti di sicurezza saranno dipinti in giallo (colore giallo traffico RAL-1023).

L'armadio di controllo della turbina eolica sarà posto alla base della torre, con accesso tramite una porta chiudibile a chiave, anche il trasformatore che porta l'energia in media tensione per convogliarla nelle reti di trasporto esterna all'impianto.

TORRE	DATI
<i>Tipo</i>	Tubolare a tronco di cono in acciaio
<i>Altezza del mozzo del mozzo</i>	30 m
<i>Diametro al livello del mozzo</i>	~ 1,00 m
<i>Diametro a livello delle fondazioni</i>	~ 2,00 m

3.8 Il cantiere

Il cantiere che si andrà ad allestire per l'installazione della turbina non presenta problematiche particolari, le strade esistenti sono sufficienti e non bisogna realizzarne di nuove, la superficie presenta una radura con roccia affiorante. Non sono presenti né alberi, né arbusti.

In questo momento vogliamo evidenziare gli aspetti che possono impattare con l'ambiente, durante il periodo del cantiere l'area verrà recintata per evitare pericoli a terzi:

1. scavo del materiale arido e trasporto momentaneo nell'apposita area di stoccaggio;
2. getto in opera delle sottofondazioni con conglomerato cementizio;
3. posizionamento delle armature e delle parti metalliche per l'ancoraggio della torre;
4. posizionamento di tubazioni varie che verranno annegate nel calcestruzzo;
5. getti del calcestruzzo;
6. ricopertura delle fondazioni con gli inerti precedentemente scavati;
7. trasporto del materiale di risulta presso i centri di recupero;

8. posizionamento della gru;
9. trasporto dei componenti degli aerogeneratori;
10. montaggio degli elementi costituenti la turbina;
11. modellazione della superficie del terreno e successiva ricopertura con terreno vegetale accantonato.
12. inerbimento.

Particolare attenzione sarà posta nel garantire il regolare deflusso delle acque piovane nei compluvi esistenti o realizzati allo scopo.

Terminato il montaggio l'area di cantiere sarà riportata come anteoperam.

3.9 Le opere civili e le fondazioni.

3.9.1 Occupazione del terreno.

L'impianto eolico consente di sfruttare la risorsa energetica senza influire sulle attività umane volte sul territorio interessato. L'effettiva occupazione del suolo si limita all'area occupata dal basamento delle torri, 2 m di diametro dell'unico aerogeneratore. Il profilo originario del sito non sarà alterato.

Le fondazioni in platea di cemento armato, sono totalmente interrato ed è quindi possibile, terminata l'installazione delle turbine, procedere al ripristino della vegetazione originaria. Il terreno non occupato fisicamente dalle torri delle turbine mantiene inalterata la propria destinazione d'uso. Grazie al buon accesso al sito, i lavori per l'installazione delle turbine eoliche, prelievo di carotaggi e analisi del terreno, messa in opera delle fondazioni adeguate, erezione delle torri e dei rotor, prevedono un'effettuazione in tempi brevi.

3.9.2 Fondazioni.

Le fondazioni avranno dimensioni tali da garantire la stabilità di una torre sollecitata staticamente e dinamicamente.

Gli elementi costituenti le fondazioni sono:

Platea ottagonale o rotonda in cemento armato a spessore crescente dal perimetro esterno al centro dove è ancorata la torre e sono massime le tensioni. Richiede la minima quantità di materiale rispetto ad altre geometrie.

Mantello tubolare: in acciaio annegato nella fondazione in c.a. e ad esso è collegata la torre, ha la funzione di giunto di collegamento dei due elementi torre-fondazione e quindi di trasmettere le sollecitazioni fra due elementi con caratteristiche di resistenza molto differenti fra loro.

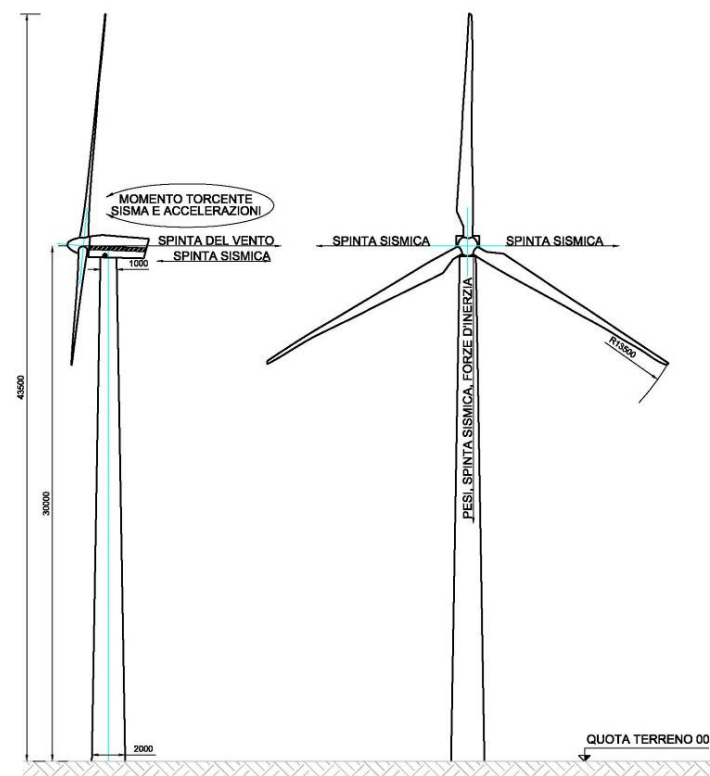


Figura 4 – Sollecitazioni statiche e dinamiche sulla struttura dell'aerogeneratore

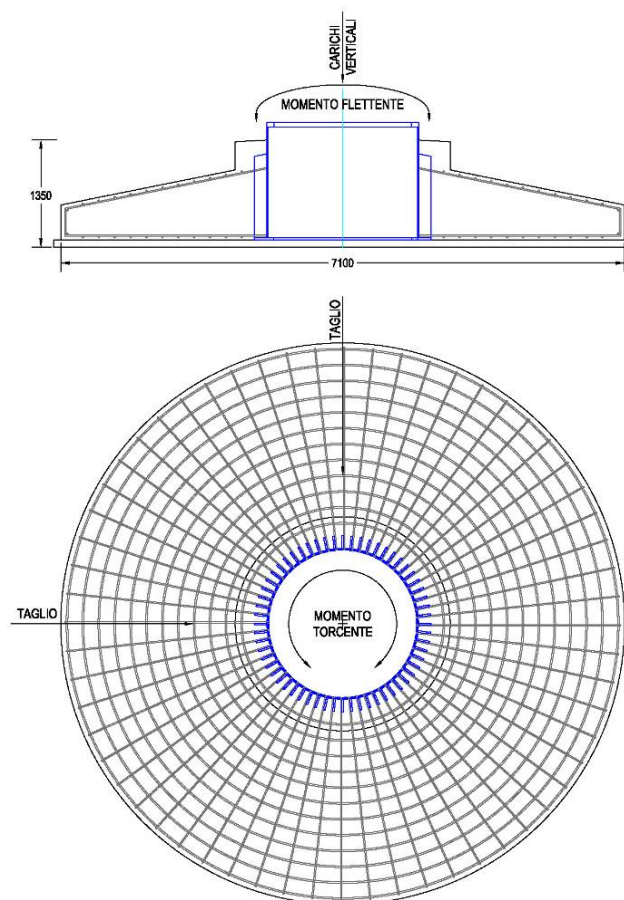


Figura 5 – Sollecitazioni statiche e dinamiche sulla fondazione

Le sollecitazioni che le fondazioni devono sopportare si possono riassumere in:

- forza verticale verso il basso: peso, terremoto sussultorio;
- forza orizzontale che può assumere qualunque direzione: vento, terremoto ondulatorio;
- momento ribaltante: vento, inerzia degli organi ruotanti, terremoto ondulatorio e sussultorio.

L'impianto eolico è un sistema strutturale complesso che richiede uno studio dinamico; le NTC che sono orientate soprattutto alle costruzioni edili non permettono un'adeguata soluzione alle tematiche in gioco dove si richiedono, oltre ai calcoli, una serie di prove dinamiche sui prototipi. Pertanto il progetto strutturale deve inevitabilmente essere completato in collaborazione con la Ditta Costruttrice che conosce i risultati sperimentali, che sono di norma coperti da segreti industriali, tuttavia le caratteristiche fisiche, la resistenza della struttura devono essere depositate al Ministero dei Lavori Pubblici. Inoltre la Ditta si assume l'impegno di garantire la resistenza della struttura e il funzionamento della macchina per cui richiede che vengano adottate determinate specifiche, che spesso sono più vincolanti delle normative nazionali.

3.9.3 Materiali da costruzione

Conglomerato cementizio: resistenza caratteristica a compressione uniassiale $R_{ck} = 30 \text{ N/mm}^2$

Acciaio saldabili qualificati per cemento armato ad aderenza migliorata: B450C

- tensione caratteristica di snervamento $f_{yk} = 450 \text{ N/mm}^2$
- tensione caratteristica a rottura $f_{tk} = 540 \text{ N/mm}^2$

Inerti: naturali non frantumati dimensione massima di 30 mm.

Additivo plastificanti (opzionale).

Dosaggio secondo le specifiche tecniche.

Impostazione di vibrazione durante il getto.

Le prove sui materiali impiegati saranno effettuate secondo il DL e debitamente documentate da un centro di prove e misure debitamente autorizzato e certificato. La verifica al ribaltamento rispetto all'asse passante per il baricentro della fondazione, ci permette di valutare il rapporto tra il momento ribaltante e il momento stabilizzante. La pressione massima scaricata sul terreno non deve mai superare la reazione unitaria in sicurezza sviluppabile dal terreno stesso in qualunque punto, in particolare sul perimetro esterno della fondazione. Resta inteso che questo elaborato da indicazioni di larga massima, il progetto esecutivo dovrà essere supportato dai risultati delle prove geologiche e dalle specifiche tecniche delle macchine.

3.9.4 Inizio lavori.

La prima operazione è quella di realizzare la recinzione dell'area di intervento:

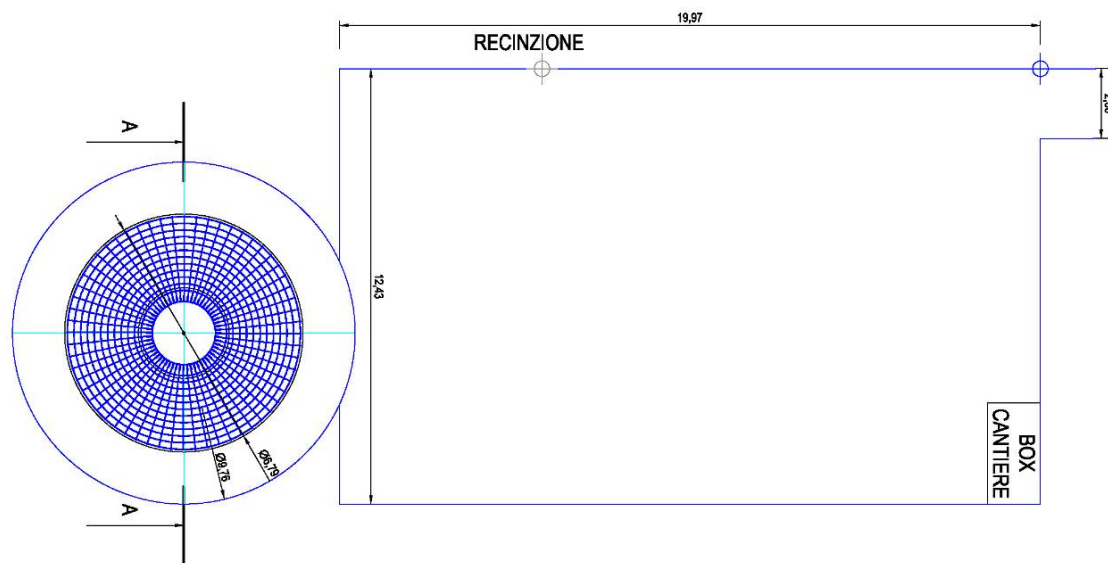


Figura 6 – Pianta dell'area di cantiere

Seguiranno le picchettazioni del centro della fondazione e dell'area dove si procederà agli scavi per la realizzazione delle fondazioni.

3.9.5 Lavori di scavo, preparazione e casseforme.

Nella zona contrassegnata si realizzerà lo scavo come rilevabile dagli elaborati. Il piano sarà livellato e pulito dalle parti friabili.

Successivamente sarà gettato il calcestruzzo di sottofondazione sarà livellato per i successivi getti.

Si procederà quindi a segnare il centro della fondazione, al fine di posizionare correttamente le casseformi e la fondazione in c.a.

Si collocherà quindi la cassaforma per la piastra di fondazione, debitamente autorizzata dal Direttore dei Lavori che presterà particolare attenzione al copriferro e alla vibrazione de cls.

Tutte le barre sono legate insieme in ogni incrocio per fissare la loro posizione in modo sicuro, così come nel resto delle staffe.

L'armatura delle fondazioni in acciaio sarà fissata su quattro piedini di livellamento sul cemento di sottofondazione e il livello e il centro devono essere controllati.

Dopo l'aggiunta di additivi, solo se necessario, l'intera fondazione deve essere gettata con continuità, evitando la segregazione degli inerti e curando in modo che il punto centrale non sia spostato. Il vibratore deve essere usato durante il processo di getto, e la vibrazione dovrà essere realizzata dal centro verso i bordi e si concluderà con il completamento della fondazione.

La superficie delle fondazione sarà modellata molto attentamente, particolare attenzione sarà posta all'orizzontalità del mantello tubolare in acciaio, giunto tra torre a c.a., deve essere garantita, per non rischiare che la torre abbia una posizione obliqua dopo l'erezione. La corona del mantello deve essere posta sopra al livello del calcestruzzo rispettando le dimensioni indicate negli elaborati.

3.10 Il montaggio degli aerogeneratori

L'ordine delle fasi di installazione prevede la seguente successione:

1. si solleverà il primo tronco della torre assemblandole alla flangia di fondazione;
2. si solleveranno, nel corretto ordine gli altri tronchi della torre assemblandoli fra di loro;
3. si solleverà la navicella e sarà posta e collegata sul collare superiore della torre;
4. si procederà all'assemblaggio del rotore, a terra, accoppiando le pale al mozzo e collocando la protezione frontale;
5. si solleverà il rotore completo in posizione verticale;
6. si fisserà il mozzo del rotore al piatto di connessione, situato all'estremità dell'asse principale della navicella;
7. si conetterà il meccanismo di regolazione del passo delle pale;
8. si procederà a stendere i cavi della navicella dall'interno della torre per la sua successiva connessione all'unità di controllo;
9. si collocherà l'unità di controllo sugli appoggi predisposti sul basamento e si conettono i cavi, di potenza e di controllo della navicella, in modo tale che l'aerogeneratore sia pronto per la connessione alla rete.

Per sollevare la torre, la navicella e il rotore sarà utilizzata una gru a traliccio dalla portata di 10 tonnellate ed altezza utile 60 m. La gru sarà posizionata all'interno dell'area recintata e rimossa appena ultimato il montaggio dell'aerogeneratore.

3.11 Gli impianti elettrici

Le linee elettriche aeree saranno realizzate sino al punto di connessione di MT esistente. Data l'importanza dell'argomento si rimanda agli elaborati relativi.

3.12 Stima della gittata di una pala

Il rotore dell'aerogeneratore compie 27 giri al minuto, un eventuale distacco, per rottura, può creare pericolo per l'impatto conseguente.

L'impatto su edifici deve essere assolutamente evitato; gli aerogeneratori sono installati a 555 m di distanza dall'edificio più vicino.

Si stimata la gittata per questo tipo di turbine inferiore a 60 m.

Pertanto il margine di sicurezza è adeguato.

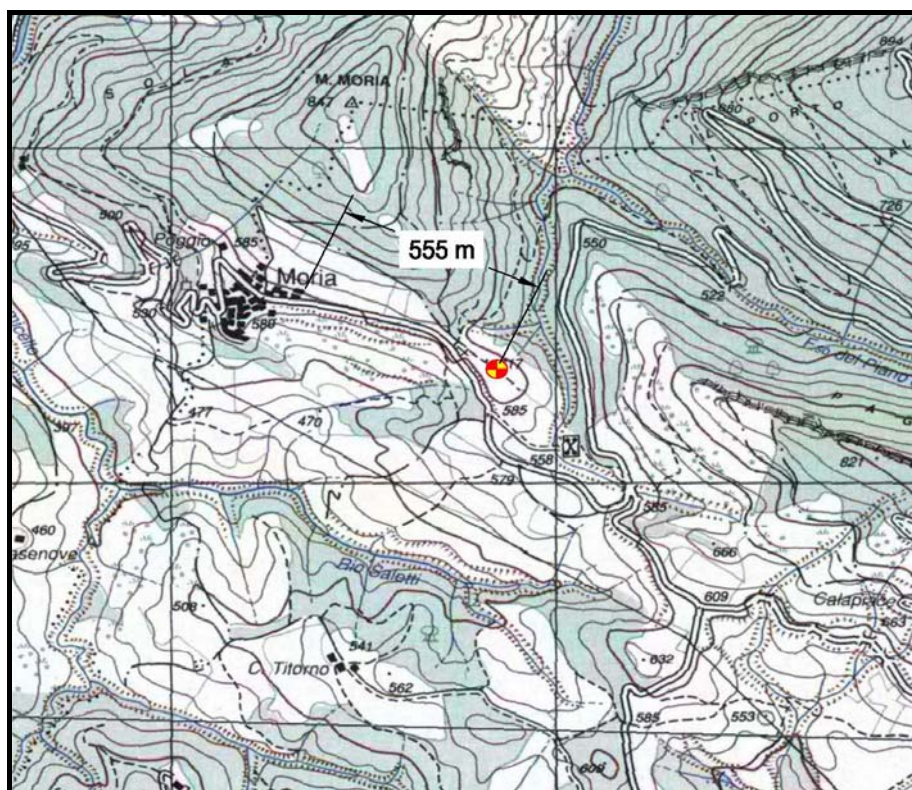


Figura 7 – Il recettore indicato con R1 rappresenta l'abitazione più vicina all'impianto.

3.13 Ombreggiamento

L'ombra delle due o tre pale in movimento, 27 giri al minuto, crea disturbo in quanto l'ombra si ripete 81 volte al minuto, la lunghezza dell'ombra varia dall'ora, dal giorno dell'anno e dall'orientamento del punto del sottostante terreno rispetto alla posizione dell'aerogeneratore.

Anche le condizioni atmosferiche influiscono sulle ore di ombreggiamento, che sono massime con il cielo sempre completamente sereno, ipotesi che viene presa nello sviluppo dei calcoli.

L'ombreggiamento svanisce, nella direzione più svantaggiosa Est-Ovest, a una distanza pari 7 volte l'altezza dell'aerogeneratore, ($h = 43,5$ m), per cui la massima distanza risulta 304 m. Come sopra indicato l'edificio più vicino è di 555 m.

Pertanto il margine di sicurezza è adeguato.

3.14 Effetti socio-culturali

Al di là dell'indubbio impatto visivo rappresentato dalle turbine eoliche, la ricaduta sull'immagine della zona è senz'altro positiva; va rilevato che l'installazione si traduce in una fornitura d'energia elettrica in pratica illimitata, senza "consumare" risorse naturali e senza produrre inquinanti.

In Paesi come la Danimarca, l'Olanda, la Spagna, la Germania, le turbine eoliche si sono inserite perfettamente nel paesaggio naturale al pari di qualsiasi altro prodotto antropico (come gli antichi mulini a vento) trovando così anche una loro collocazione culturale e storica.

3.15 Dismissioni dell'impianto

3.15.1 Dismissioni dell'impianto

Alla fine dei venti anni di funzionamento, o meglio ancora alla fine della vita dell'impianto va presa in particolare attenzione lo smantellamento di tutte le apparecchiature, strutture, condotte, cabina, e quanto altro è stato realizzato, come previsto dal DGR 829/07, piano di dismissione dell'impianto, lettera C punto 2.2.6. della Regione Marche . Il ciclo di dismissione è perfettamente l'inverso a quello di montaggio escluse le fondazioni.

I luoghi dovranno ritornare alle stesse condizioni anteoperam.

3.15.2 Demolizione e smaltimento degli aerogeneratori.

Al termine della vita dell'impianto, l'aerogeneratore deve essere rimosso e ripristinata la superficie occupata dalla base della torre.

Per un corretto smantellamento dell'opera vanno seguite queste indicazioni:

1. predisposizione della piazzola per il cantiere di dismissione;
2. nel caso di rimozione della platea di fondazione è necessario sarà accantonato il terreno vegetale;
3. posizionamento della gru a traliccio;
4. smontaggio degli elementi costituenti la turbina, eventualmente sezionati e caricati sui mezzi di trasporto;
5. trasporto delle componenti, intere o sezionate a destinazione;
6. per limitare l'impatto residuo, delle fondazioni, sarà possibile rompere la platea per mezzo di alcune cariche esplosive che saranno posizionate in vani previsti all'interno del getto di c.a. Le cariche di esplosivo frammenteranno il calcestruzzo e scopriranno i ferri che saranno poi ossidati dagli agenti naturali; l'alternativa è quella di lasciare le fondazioni integre visto che

sono state costruite ad una profondità minima di 0.3 m sotto la quota di campagna e quindi non interferiscono con l'uso del suolo. Come terza soluzione si può operare la demolizione impiegando opportune macchine operatrici.

Le soluzioni della demolizione per mezzo dell'uso di esplosivi e macchine operatrici dovrà tenere conto di necessarie barriere di contenimento sia acustico che di eventuali detriti-polveri prodotte, nonché degli accorgimenti richiesti dalla vigente normativa di settore e di sicurezza.

7. modellazione della superficie del terreno utilizzando il terreno vegetale precedentemente accantonato, in applicazione delle soluzioni previste dalla ingegneria naturalistica indicate nella presente relazione.

Il punto relativo allo smontaggio dell'aerogeneratore sarà suddiviso nelle seguenti fasi:

- a. si scollegherà l'unità di controllo dagli appoggi predisposti sul basamento e si sconnetteranno i cavi, di potenza e di controllo della navicella;
- b. si procederà a raccogliere i cavi della navicella dall'interno della torre;
- c. si recupereranno tutti gli oli, per poi essere consegnati ai centri di rigenerazione e trasformazione;
- d. si scollegherà il mozzo del rotore al piatto di connessione, situato all'estremità dell'asse principale della navicella;
- e. si procederà all'abbassamento del mozzo, a terra;
- f. si sconnetterà il meccanismo di regolazione del passo delle pale;
- g. si smonteranno le pale per poi eventualmente sezionarle, se il trasporto è problematico;
- h. si solleverà per poi essere depositata sul mezzo di trasporto la navicella per essere infine trasportate presso un centro di recupero dei vari materiali;
- i. si smonteranno le parti della torre per poi eventualmente sezionarle.

La maggior parte del materiale è riciclabile come: ferro, rame, e quanto altro che ha un valore intrinseco di recupero; i materiali non recuperabili come la vetroresina andranno consegnate alle società idonee che provvederanno al regolare smaltimento.

3.15.3 Demolizione e smaltimento delle linee elettriche.

Le linee elettriche aeree sono poste lungo le strade saranno completamente rimosse.

3.15.4 Sottostazione di allaccio alla rete elettrica della società ENEL.

La destinazione della sottostazione di allaccio sarà concordata con il gestore della rete elettrica.

3.15.5 Ingegneria naturalistica

3.15.5.1. Introduzione all'ingegneria naturalistica

Il presente documento riassume le schede di progetto per interventi di ingegneria naturalistica volti al ripristino e sistemazione delle aree coinvolte dalle opere previste per la realizzazione dell'impianto eolico.

Gli interventi hanno lo scopo di:

- creare o ricostituire un ambiente naturale a seguito delle attività antropiche, attraverso l'impiego della vegetazione e del materiale reperito localmente anche a seguito della realizzazione delle opere,
- sistemare gli aspetti idrogeologici e consolidare il territorio,
- recuperare l'ambientale, difendere il paesaggio ed inserire paesaggisticamente i luoghi e le infrastrutture.

La pratica della ingegneria naturalistica prevede l'utilizzo dei materiali del luogo, nel rispetto del territorio e nell'ottica di abbattimento degli impatti.

Le schede raccolte nel presente elaborato, sono una sintesi delle pratiche codificate, delle tecniche derivate dall'esperienza e di ordinario impiego.

Le schede si presentano come estratti, organizzati ed integrati per dare maggiore dettaglio ed informazioni, di documenti tecnici di riferimento quali:

- *"Atlante delle opere di sistemazione dei versanti"*, AA.VV., ANPA – Agenzia Nazionale per la Protezione Ambientale, Roma, 2001.
- *"Manuale tecnico di Ingegneria Naturalistica della Provincia di Terni"*, AA.VV., Provincia di Terni, 2003.

3.15.5.2. Interventi antierosivi biodegradabili.

I rivestimenti antierosivi biodegradabili sono usati, quasi sempre in associazione con idrosemina o con l'impianto di talee e piantine, negli interventi di sistemazione e consolidamento di pendii o scarpate o di altre opere di ingegneria. La loro realizzazione assicura al terreno trattato un controllo dei fenomeni erosivi per il tempo necessario all'attecchimento ed allo sviluppo di un efficace copertura vegetale.

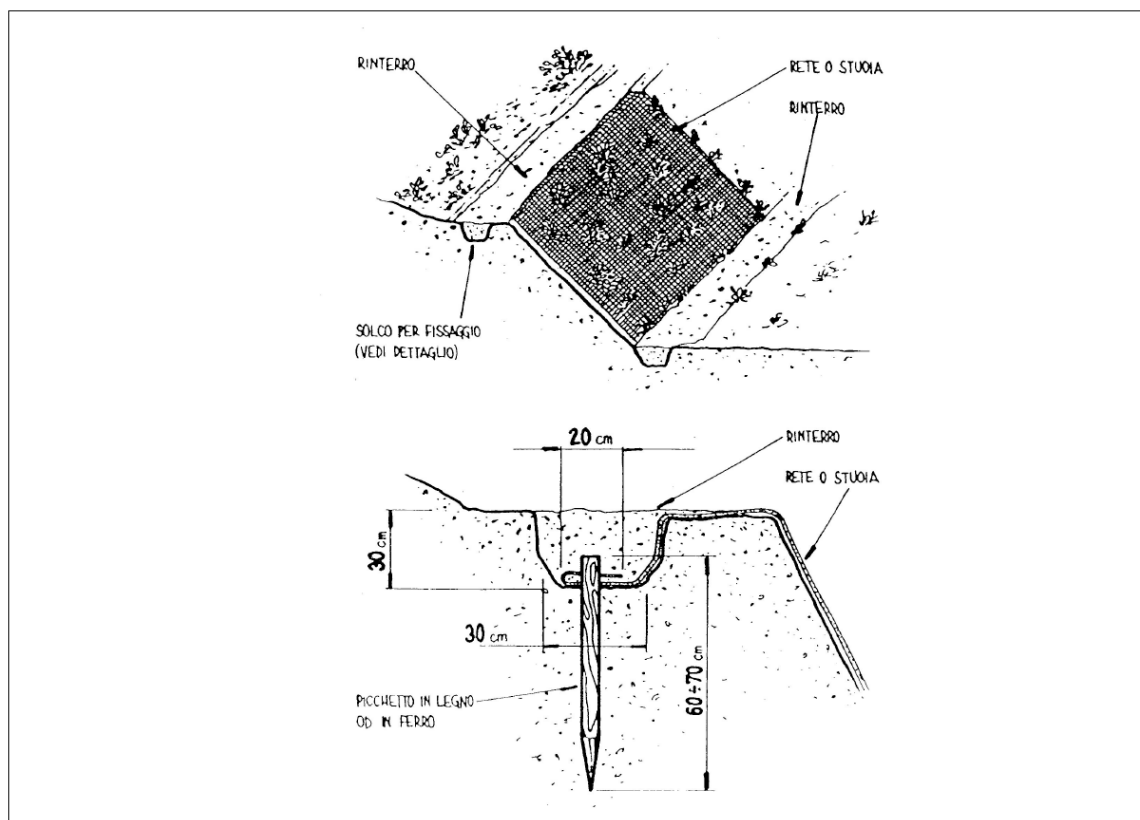
I rivestimenti biodegradabili sono prodotti costituiti in genere da fibre di paglia, cocco, juta, sisal (fibra tessile ricavata dalle foglie di una specie di Agave), trucioli di legno o altre fibre vegetali, caratterizzati da una biodegradabilità pressoché totale che si realizza in un arco di tempo di 1/5 anni, da permeabilità e capacità di ritenzione idrica elevate e da spiccata azione protettiva superficiale del terreno.

I rivestimenti antierosivi, rappresentano una soluzione ideale sia dal punto di vista tecnico-funzionale che dal punto di vista dell'inserimento estetico-paesaggistico ed ecologico dell'intervento. La biodegradabilità

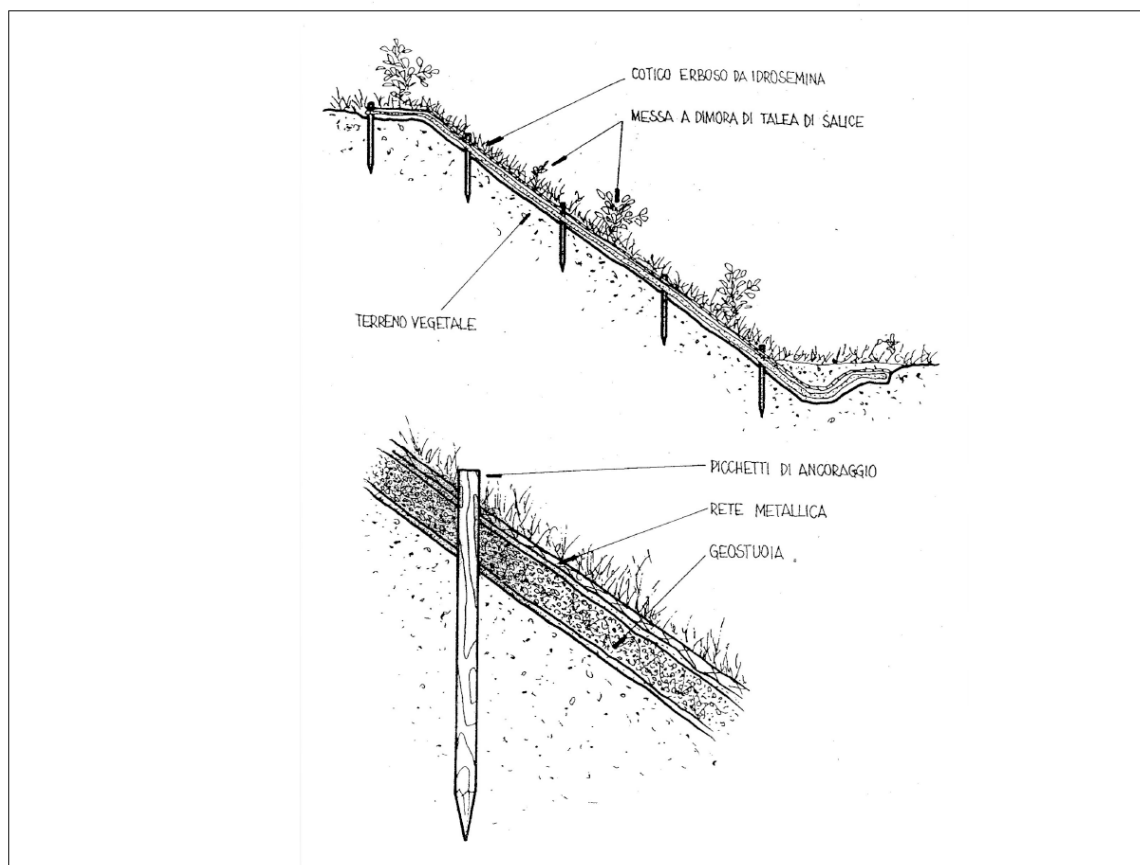
e la non tossicità dei materiali utilizzati e la capacità di favorire una rapida copertura vegetale, garantiscono il loro inserimento completo e naturale nell'ambiente circostante.

Questi prodotti hanno trovato recentemente una vasta applicazione in numerosi interventi di sistemazione idraulico-forestale, di consolidamento dei pendii instabili ed in numerose opere di ingegneria tra i quali si menzionano:

- rivestimento di pendii o scarpate naturali ed artificiali per il controllo dell'erosione e la protezione delle sementi dal dilavamento e creazione di condizioni microclimatiche più favorevoli all'attecchimento ed alla crescita della vegetazione;
- rivestimento e protezione delle scarpate e delle sponde fluviali dall'erosione;
- protezione, sostegno e contenimento del terreno seminato per favorire il rinverdimento di opere in terre rinforzate o di altro tipo;



Fonte: "Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia", 9 maggio 2000.



Fonte: "Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia", 9 maggio 2000.

Figura 8 – Estratto da un bollettino ufficiale

3.15.5.3. Bioreti.

Le bioreti sono costituite da fibre naturali di cocco, juta o di sisal, tessute a maglie aperte, annodate e/o saldate in modo da formare una struttura tessuta aperta e, nello stesso tempo, deformabile e capace di adattarsi al supporto. La struttura e la resistenza alla trazione consentono di esercitare un'efficace azione di controllo sui processi erosivi delle acque meteoriche e di ruscellamento e di stabilizzazione del terreno trattato. Le bioreti in fibre di juta (o geojute) sono una delle tipologie più usate negli interventi di rivestimenti antierosivi delle scarpate o pendii nei casi in cui si vuole ottenere un rapido sviluppo della copertura vegetale, grazie soprattutto alla loro elevata capacità di ritenzione idrica (fino a 5 volte il proprio peso). Le bioreti in fibre di cocco hanno, rispetto alle geojute, una minore capacità di ritenzione idrica, ma sono molto più resistenti alla trazione ed alla degradazione. Per tale motivo sono più indicate in ambienti umidi o dove è richiesta una maggiore azione protettiva e consolidante del pendio o della scarpata da trattare con idrosemina.

3.15.5.4. Inerbimenti.

La realizzazione di rivestimenti vegetali è di norma sufficiente a proteggere gli strati più superficiali del terreno dall'azione aggressiva delle acque correnti meteoriche e superficiali, del vento e delle escursioni termiche. In molti casi lo sviluppo di una copertura vegetale naturale è ostacolato dall'instabilità dello strato superficiale del suolo o dalla scarsità di terreno vegetale ed humus, specie sui pendii rocciosi, e dall'aridità del clima e dai processi di erosione accelerata. Per vincere la sterilità biologica dei pendii in terra, sono impiegate varie tecniche di semina o di rivestimenti vegetativi (con zolle o tappeti erbosi e/o con materassi e tasche vegetative). Le tecniche costruttive ed i materiali impiegati sono differenti in relazione alle caratteristiche litologiche, pedologiche, morfologiche e climatiche della zona d'intervento. Generalmente l'inerbimento è abbinato a strutture ausiliarie, che hanno la funzione di ricoprire e fissare la superficie del terreno instabile da trattare. La tecnica più comuni di inerbimento per semina.

La semina a spaglio è una tecnica di copertura del terreno con tappeto erboso o specie arboree utilizzata negli interventi antierosivi di rivestimento di scarpate e pendii. La tecnica consiste nella semina manuale di un miscuglio di sementi di specie selezionate e, se necessario, di fertilizzanti. Questa tecnica permette di ottenere rapidamente il rivestimento, contribuendo in modo efficace ad evitare l'erosione superficiale. La semina può essere eseguita manualmente spargendo sul terreno umido un miscuglio standard di sementi selezionate. La composizione della miscela e la quantità di sementi per metro quadro sono stabilite in funzione del contesto ambientale ovvero delle caratteristiche geolitologiche e geomorfologiche, pedologiche, microclimatiche floristiche e vegetazionali della stazione (in genere valgono quantità da 30 a 60 g/m²). La provenienza delle sementi e germinabilità dovranno essere certificate. L'inerbimento è veloce e permette di ottenere rapidamente la protezione delle superfici dai fenomeni di erosione superficiale. Vengono impiegate sementi di specie autoctone. I miscugli di sementi saranno scelti in base alle caratteristiche stazionali della località dell'intervento, si utilizzeranno specie capaci di produrre velocemente il manto protettivo, alcune formando un reticolo superficiale di rizomi, altre spingendo le radici in profondità. La provenienza delle sementi e la percentuale di germinabilità devono essere certificate. La tecnica prevede una prima fase consistente nella preparazione del terreno che deve essere ben drenato. È utile disporre di uno strato superficiale di terreno soffice e ricco di humus e perciò, quando è necessario, se ne migliorano le caratteristiche chimiche e fisiche con ammendanti e concimi. Il terreno deve essere lavorato manualmente o meccanicamente; quindi si rastrella e si rimuovono sassi e radici. Si compatta poi il terreno con un rullo, scegliendo un momento in cui è asciutto. A questo punto si procede alla semina a spaglio. Per evitare di seminare due volte la stessa superficie o di lasciare spazi non seminati, è opportuno delimitare strisce larghe 1 m circa con dei

picchetti e procede re su queste con il lavoro. Infine si rastrella la superficie seminata e, se si ritiene opportuno, si distribuisce del fertilizzante organico.

3.15.5.5. Arbusti ed alberi.

Questa tecnica si usa per incrementare lo sviluppo della vegetazione in aree in erosione o rive di copertura arbustiva e arborea, negli interventi di consolidamento del dissesto superficiale, per incrementare la vegetazione nei dintorni di un'opera complessa per aumentare l'efficacia, nelle aree ad elevato valore vegetazionale per il ripristino di ecosistemi, nelle scarpate in scavo e in riporto e nella stabilizzazione superficiale di rilevati e accumuli di materiale sciolto.

Nel nostro caso non è necessario il ripristino della vegetazione in quanto il sito ne è privo:



Figura 9 – Foto della superficie di intervento



Figura 10 – Foto di un impianto posto su un sito simile all'attuale intervento

3.15.5.6. Opere di sostegno.

Le opere di sostegno sono interventi il cui utilizzo è finalizzato a risolvere una serie di situazioni in cui il ruolo della statica diventa predominante negli interventi delle opere strutturali. Negli ultimi anni le tecniche dell'ingegneria civile sono state ampiamente utilizzate nella sistemazione dei versanti, qualche volta anche violentando il paesaggio. Oggi si tende a diversificare le tecniche d'intervento, usando di più le tecnologie naturalistiche e di meno il cemento, cercando inoltre di progettare l'opera con qualità formali che tengano conto dell'ambiente in cui sono inserite. Queste strutture sono impiegate negli interventi di sistemazione e consolidamento dei versanti in frana e nella realizzazione di un'ampia gamma di opere di ingegneria per stabilizzare e/o sostenere terreno o altro materiale, quando per cause naturali o artificiali, quali scavi e riporti, si hanno condizioni che non permettono al terreno di assumere la sua naturale pendenza d'equilibrio. Le opere di sostegno possono essere rigide o flessibili in relazione alla capacità di adattarsi alle deformazioni e/o cedimenti dei terreni o degli ammassi rocciosi, senza rotture o danni significativi. Negli ultimi anni si sono diffuse alcune categorie di opere di sostegno e di consolidamento speciali che rispondono all'esigenza di minimizzare l'impatto degli interventi sull'ambiente e di favorire il ripristino naturale dell'area.

3.15.5.5.1 Murature in pietrame a secco.

I muri in pietrame sono opere che hanno origini antichissime. L'uomo, infatti, ha da sempre utilizzato la pietra naturale, dove questa era facilmente reperibile in loco, per le costruzioni a secco sia per la costruzione di edifici civili e militari, sia per la sistemazione dei versanti (terrazzamenti). Queste opere erano realizzate con grossi blocchi di pietra di varie forme e dimensioni, da irregolare a perfettamente poligonali, sgrezzati e lavorati a mano in modo da consentire la massima superficie d'appoggio ed il miglior incastro. I grossi massi sono sovrapposti "a secco" su più filari in modo da realizzare strutture di grande altezza (più di 15 m) e spessore. Questa tecnica di costruzione, tramandata con poche variazioni fino ai giorni nostri, è stata impiegata soprattutto per la sistemazione "a terrazze" dei versanti collinari e montuosi per scopi agricoli e per la difesa del suolo dall'erosione e dalle frane.

I muri a secco sono realizzati a mano o con l'ausilio di mezzi meccanici leggeri. Il pietrame, prelevato in loco, viene debitamente sgrossato e lavorato per conferirgli una forma il più possibile poliedrica in modo da consentire la massima superficie d'appoggio ed il miglior incastro possibile, quindi sistemato a mano sul piano di posa. I vuoti sono riempiti da pietre più piccole. Le dimensioni delle pietre impiegate sono strettamente legate alle caratteristiche geologico-strutturali delle rocce affioranti, in genere quelle impiegate per opere di una certa importanza hanno dimensioni maggiori e forma più regolare, mentre

quelle impiegate per i muri a secco dei terrazzamenti agricoli hanno forma e dimensioni più irregolari. In genere il muro ha una sezione trapezoidale mentre la fondazione presenta una base rettangolare o trapezia in leggera contropendenza, con il paramento verticale posto a monte o a valle dell'opera, in funzione dei casi e delle necessità. L'altezza di queste opere mediamente non supera i 2 metri, tuttavia in casi particolari, utilizzando mezzi meccanici è possibile realizzare muri di sostegno o scogliere in pietrame fino ad altezza di 4 - 5 metri. Queste strutture hanno un maggiore spessore rispetto ai muri con malta e necessitano di periodiche manutenzioni. Tuttavia essi offrono notevoli vantaggi nei riguardi della stabilizzazione del terreno che sostengono, in quanto, la loro permeabilità consente un buon drenaggio del terreno a tergo ed una diminuzione della spinta della terra e delle sovrappressioni idrauliche. A questo si aggiungono la semplicità di costruzione e la perfetta integrazione estetico-paesaggistica nell'ambiente rurale o urbano.

I muri in pietrame a secco hanno un impatto estetico sull'ambiente estremamente contenuto. Le tecniche costruttive, l'utilizzo della pietra locale come materiale da costruzione, la facilità di rinverdimento, spontaneo o ottenuto con tecniche di ingegneria naturalistica, permettono un buon inserimento delle opere nel contesto naturale in cui sono realizzate. I muri in pietrame a secco sono molto usati nelle costruzioni di infrastrutture di vario tipo, nelle zone dove oltre all'azione di sostegno dell'opera è necessario garantire la salvaguardia dell'ambiente dal punto di vista estetico-paesaggistico. I muri in pietrame a secco, trovano la loro applicazione più diffusa in:

- interventi di consolidamento e di difesa dall'erosione di versanti instabili mediante terrazzamenti e gradonatura;
- interventi di difesa delle sponde dall'erosione fluviale (scogliere);
- sistemazioni dei versanti "a terrazze" per il contenimento del terreno a scopi agricoli;
- costruzioni di infrastrutture di vario tipo.

3.15.5.5.2 Canaletta in legname.

La tecnica ha la funzione di controllare la regimazione idraulica su versante e si applica ad opere di drenaggio in terreni incoerenti. Le canalette in legname si realizzano in terreni instabili che necessitano di un'apposita struttura in grado di mantenere nel tempo, fino a consolidamento avvenuto, il profilo del canale impostato. Queste strutture sono realizzate per il contenimento e lo smaltimento delle acque meteoriche e di scorrimento sub-superficiale e per limitare i fenomeni di erosione e dilavamento dei versanti, principali cause di instabilità degli stessi.

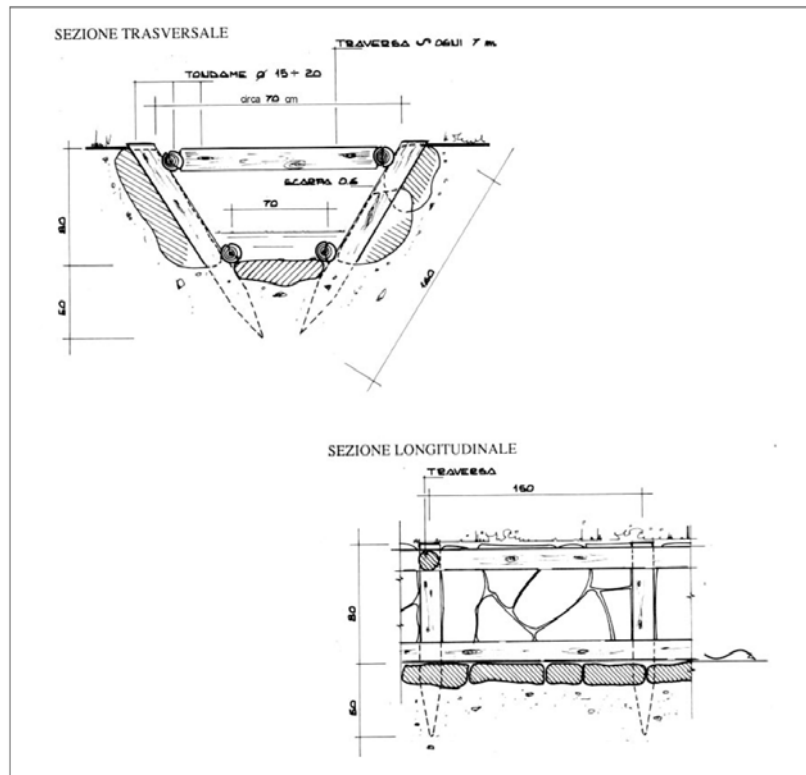
Sono costruite con tavolame o pali di castagno di diversa larghezza, diametro e lunghezza eventualmente tagliati lungo l'asse longitudinale. S'impiegano, per la realizzazione, normali chiodi da edilizia aventi lunghezza in funzione degli spessori del materiale utilizzato, filo di ferro cotto e paletti in legname o in ferro per gli ancoraggi opportunamente dimensionati. Con l'ausilio di idoneo mezzo meccanico o manualmente si realizza lo scavo, e s'iniziano a posare i legnami preventivamente assemblati secondo il profilo prescelto che costituiscono l'ossatura della canaletta. Su questi telai verranno chiodati dall'interno i legnami che costituiranno la base e le pareti. In genere, nei versanti, la parete a monte dovrà avere un maggiore sviluppo in altezza in grado di contenere l'eventuale franamento di materiale. Al contempo, nei casi in cui si voglia aumentare l'effetto drenante delle acque sub-superficiali, sarà opportuno distanziare gli ultimi ordini di legname in modo da realizzare una sorta di griglia filtrante. Una volta realizzata la struttura portante, si procederà, per impermeabilizzarla, all'intasamento delle fessure con ghiaio bitumato a freddo e quindi alla semina con idoneo miscuglio. A volte in presenza di portate ridotte ma costanti con scarso trasporto di materiale fine, oppure nei tratti in cui risulta oneroso questo procedimento, può essere conveniente posare internamente alla struttura un tessuto impermeabile del tipo di quelli comunemente impiegati nei drenaggi. Questi tessuti sintetici permettono di trattenere anche il particolato in sospensione. Successivamente il tutto può essere seminato con metodi tradizionali o con idrosemina. Qualora invece in zona sia presente del materiale

litoide, quest'ultimo può essere proficuamente impiegato per la realizzazione delle canalette stesse. Questa tipologia di intervento risulta infatti di conveniente applicazione nei piccoli corsi d'acqua, dove l'impermeabilizzazione del fondo è data dal progressivo accumulo, negli interstizi delle pietre, di materiale più fine che satura le fughe tra le pietre stesse.

Sono necessari alcuni accorgimenti: è opportuno procedere alla posa dei legnami longitudinali in modo e maniera tali che due pali affiancati non abbiano inizio e fine nello stesso punto, ma risultino sfalsati tra di loro e posizionare, in corrispondenza di ogni telaio, dei distanziatori in legname chiodandoli all'interno delle due pareti laterali. Nei casi in cui lo sviluppo della canaletta sia elevato e con forti pendenze, è consigliabile realizzare lungo il percorso briglie, pozzetti di contenimento e opere trasversali costituite da legname chiodato in modo da trattenere il materiale più grossolano e far passare quello più fine.

Periodo di intervento: durante tutto l'arco dell'anno.

Manutenzione: ripristino funzionalità mediante sostituzioni di parti danneggiate; irrobustimento strutturale con chiodatura di nuovi trasversi; sostituzione tessuto danneggiato e ripristino impermeabilizzazione.



Fonte: Regione Emilia Romagna, *Manuale tecnico di Ingegneria Naturalistica* (modificato).

Figura 11 – Estratto da un manuale tecnico di ultima edizione

3.16 Cronoprogramma

L'avvio del cantiere seguirà una serie di fasi successive e in contemporanea.

Segue diagramma di Gantt:

CRONOPROGRAMMA IMPIANTO MINIEOLICO "MORIA"..									
DIAGRAMMA DI GANTT									
MESI		I				II			
SETTIMANE		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Allestimento del cantiere								
2	Movimento terra								
3	Fondazioni								
4	Trasporto e montaggio turbine								
5	Impiantidi terra, linea elettrica								
6	Collegamento ENEL								
7	Collaudi e cessione energia								

3.17 Caratteristiche Fisiche Dell'Impianto

IMPIANTO MINIEOLICO "MORIA"															
1	Località		Località Moria – Comune di Cantiano (PU)												
2	Posizione catastale		Comune di Cantiano - Foglio 1; Particella 95												
3	Posizione aerogeneratore coordinate Gauss-Boaga			Est	2324760		Nord	4820190		m.s.l.m.		615			
4	Consegna ENEL		Località Moria collegamento MT dell'ENEL												
			Coordinate		Est	2324028		Nord	4820312		m.s.l.		564		
5	Elettrodotto			Aereo			kV		20		Lungh. m		800		
6	Aerogeneratore	Torre	Base Ø m		2		Altezza m		30		Testa Ø m		1		
		Pala	Lunghezza								m		13.5		
		Potenza nominale							kW				200		
		Numero							N°				1		
7	Area spazzata dalle pale e proiettata sul terreno									m²		572			
8	Vita dell'impianto									anni		15			
9	Costo dell'impianto									€		500.000,00			
10	Ore di funzionamento a potenza nominale									h		2.320			
11	Energia prodotta in un anno									MWh/anno		460			
12	Energia prodotta in un anno (2200kcal/kWh)									Tep/anno		88			
13	Energia dell'intera vita dell'impianto									Tep		1.760			
14	Occupazione tecnico diplomato									100 giorni/anno					

3.18 Relazione elettrodotto

3.18.1 Corografia e descrizione della linea elettrica aerea a M.T.

Località di installazione dell'aerogeneratore Moria.

Le strade sono esistenti e permettono il passaggio di mezzi speciali.

Esiste la linea elettrica M.T. 20.000 V che permette un agevole cessione dell'energia prodotta alla Rete di Distribuzione Nazionale.

La corografia della zona, oltre agli elaborati già prodotti, si evidenzia agevolmente anche dalla seguente immagine:



Figura 12 – Foto dell'area dove si evidenzia la rete elettrica ENEL esistente

La linea elettrica, come rilevabile dalla tavola relativa, insiste nei fogli catastali e particelle:

- Cantiano foglio n° 1 particelle n° 95, 181, 182, 183, 185, 207, 211, 212, 215, 217, 220, 221, 226, 227, 295, 441, 475, 477, 506, 521, 522, 523, 565, 569, 665.
- Cagli foglio n° 184 particelle n° 211, 265, 266, 267, 326.



Figura 13 – Estratto catastale per avere più dettaglio vedere tav. V-CAT-02

3.18.2 Interventi da effettuare nella zona di cantiere di ogni sostegno

Per la realizzazione della linea elettrica aerea si prevede l'impiego di sostegni in lamiera zincata a sezione ottagonale infissi nel terreno. Il riempimento dello scavo deve essere effettuato con strati alterni, accuratamente costipati, di terra e ciottolame, in modo da garantire che lo stato di consolidamento nel terreno costipato rimanga inalterato nel tempo.

3.18.3 Interventi di mitigazione derivati dalla realizzazione della linea elettrica aerea di M.T.

Lo scavo delle fondazioni interessa superfici, limitate al perimetro del sostegno, con vegetazione spontanea naturale di natura essenzialmente erbacea, con presenza prevalente di essenze della famiglia delle graminacee, non saranno prese particolari avvertenze perché eventuali danni provocati dagli interventi previsti saranno ripristinati spontaneamente in breve tempo.

A conferma delle scelte attente volte a ridurre al massimo gli impatti negativi sull'ambiente provocati dalla realizzazione della linea elettrica aerea si precisa, che nessuna pianta arborea ed arbustiva verrà abbattuta.

Inoltre i sostegni si inseriscono perfettamente nell'ambiente.

Si ritiene, infine, di aver adottato tutte le scelte tecniche progettuali e procedurali migliori e meno impattanti e pertanto che non vengano provocati interventi dannosi all'ambiente circostante la linea elettrica aerea a media tensione di servizio all'impianto.

Le scelte e i provvedimenti presi durante tutte le fasi di realizzazione e di esercizio dell'impianto eolico e della linea elettrica aerea, confermano una notevole correttezza progettuale e procedurale relativamente agli impatti indotti sull'ambiente circostante.

Inoltre si specifica che l'ambiente prescelto per la realizzazione dell'impianto eolico, ottimo per quanto riguarda la ventosità, e della linea elettrica aerea presenta già numerose pressioni antropiche e quanto previsto non provocherà particolari interferenze aggiuntive, come se queste dovessero avvenire in un ambiente naturale completamente intatto e lontano da presenze artificiali.

3.18.4 Progetto dell'elettrodotto

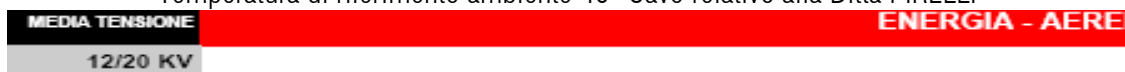
- *Cavi*

La presente tabella indica le dimensioni caratteristiche del cavo dell'elettrodotto aereo:

	DESCRIZIONE	DIM	ELETTRODOTTO AEREO
1	Tensione nominale	kV	20,0
2	Frequenza	Hz	50
3	Categoria Sistema/Neutro		Classe "A" con neutro a terra o isolato e durata massima di funzionamento con fase a terra fino a 1 ora.
4	Condizioni di posa		Aria
5	Temperatura ambiente	°C	30

6	Tipo di installazione		Posa in piano orizzontale – Cavo sospeso
7	Tipo di cavo (PIRELLI)		ARG7H5EXY 12/20 kV
8	Sezione verificata	mm ²	35+50Y
9	Diametro conduttore	mm	7,1
10	Spessore isolante	mm	5,5
11	Diametro esterno max	mm	59,3
12	Peso del cavo	kg/km	2100
13	Resistenza max a 20° in CC	Ohm/km	0,868
14	Portata nominale (1)	A	140
15	Raggio minimo di curvatura	mm	600

- (1) Portata di corrente per cavi in aria leggermente mossa (2km/h) esposti al sole, posati singolarmente.
Temperatura di riferimento ambiente 40° Cavo relativo alla Ditta PIRELLI



ARG7H5EXY 12/20 kV

CEI 20-13

CARATTERISTICHE DEL CAVO



Cavi di media tensione tripolari ad elica visibile; particolarmente adatti per linee aeree.

DESCRIZIONE DEL CAVO

ANIMA

Conduttore: corda rigida rotonda compatta di alluminio.
Temperatura: conduttore: 90°C di esercizio e 250°C di cortocircuito.
Schermo: 75°C di esercizio e 150°C di cortocircuito.
Fune portante: 60°C di esercizio e 150°C di cortocircuito.

SEMICONDUTTIVO INTERNO

Elastomerico estruso.

ISOLANTE

Gomma etilenpropilenica ad alto modulo elastico (qualità G7).

SEMICONDUTTIVO ESTERNO

Elastomerico estruso pebbled a freddo.

SCHERMATURA

Nastri di alluminio avvolti a cilindro longitudinale su ogni singola anima.

GUAINA

Polietilene lineare a media densità, grigio chiaro di qualità Ez.
Marcatura: <sigla di designazione> 12/20 kV <sezione conduttore> PIRELLI <sigla sito produttivo> <anno> <trimestre> fase <1/2/3>.

FUNE PORTANTE

In acciaio rivestito di alluminio.

ASSEMBLAGGIO

Le tre anime sono riunite attorno a una fune portante in acciaio rivestito in alluminio.



CONDIZIONI DI POSA

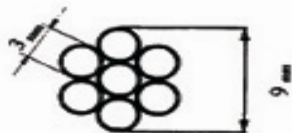


Figura 14 – Estratto della scheda tecnica dei cavi prodotti dalla ditta Pirelli

- *Fune portante*

Dalle specifiche ENEL si rilevano le caratteristiche della fune d'acciaio portante per il cavo aereo:

CARATTERISTICHE DELLA FUNE PORTANTE



FORMAZIONE		7 x 3,0
DIAMETRO FUNE (*)	(mm)	9,0
DIAMETRO FILO	(mm)	3,0 $\pm 1,5\%$
SEZIONE TEORICA (*)	(mm ²)	49,48
MASSA TEORICA	(kg/m)	0,329 $\begin{smallmatrix} +2\% \\ -3\% \end{smallmatrix}$
RESISTENZA ELETTRICA A 20 C max (Ω/km)		1,77
CARICO DI ROTTURA MIN.	(kN)	59,80
MODULO DI ELASTICITA' (*)	(kN/mm ²)	152,0
COEFFICIENTE DI DILATAZIONE(*)	(1/ °C)	13 x 10 ⁻⁶

1 - Materiale :

2 - Prescrizioni per la costruzione ed il collaudo :

(*) valori non soggetti a collaudo

Fune di acciaio rivestito di alluminio con caratteristiche tali da soddisfare tutte le prove stabilite nelle Prescrizioni ENEL DC 3908. Non sono ammesse saldature di nessuno dei fili elementari della corda. La fune deve essere regolare e priva di difetti superficiali. Il senso di cordatura deve essere destro ed il passo di cordatura deve essere compreso fra 90 mm e 144 mm.

Figura 15 – Fune d'acciaio rivestita di alluminio

Sostegni

L'unificazione ENEL prevede diverse categorie tecnologiche di sostegni, nel nostro caso il più indicato è:

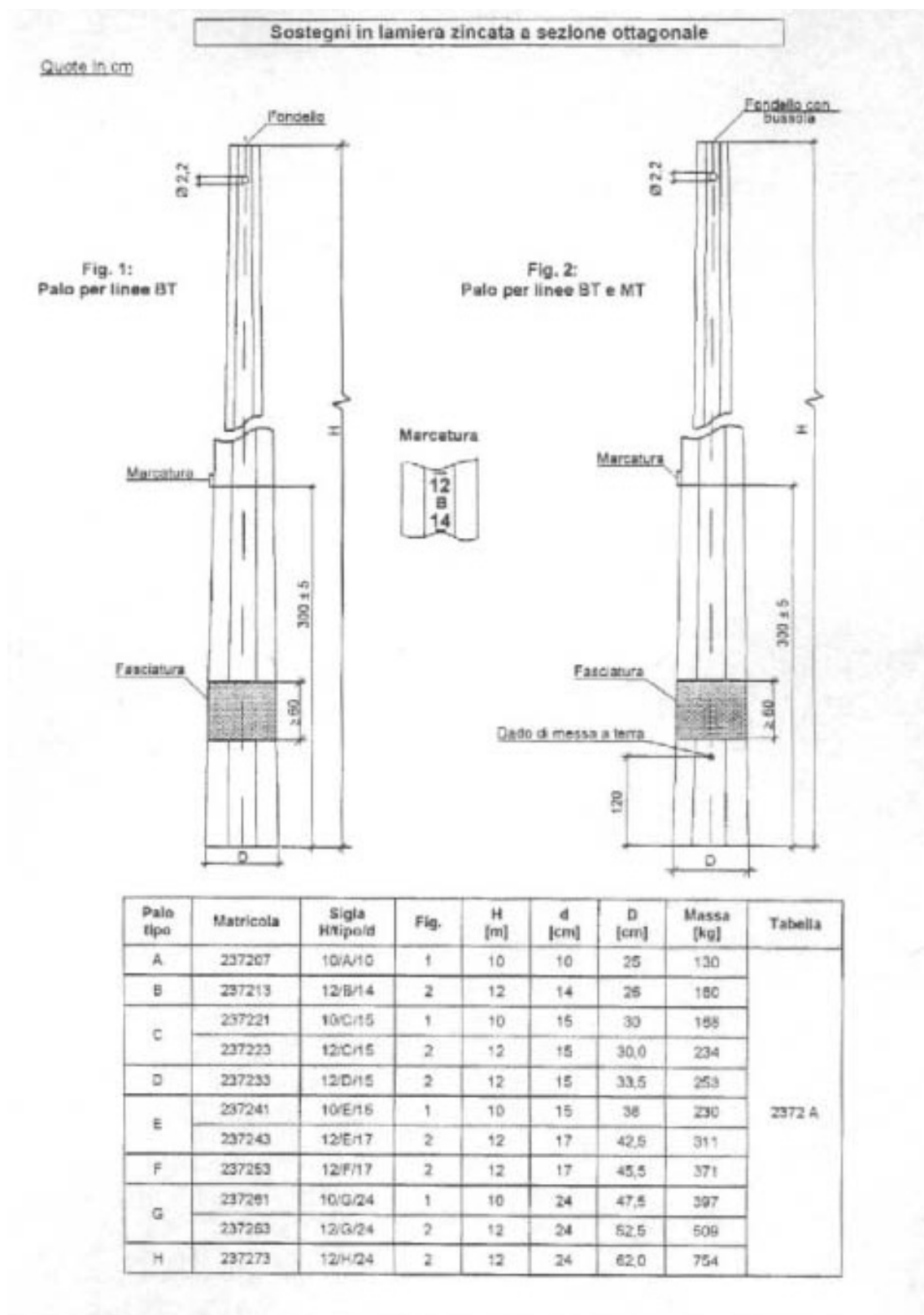


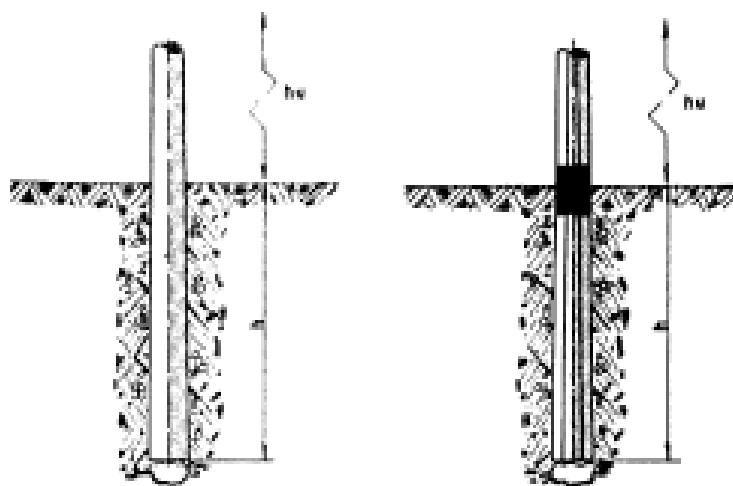
Figura 16 – Sostegno del cavo aereo in acciaio zincato

- *Fondazioni*

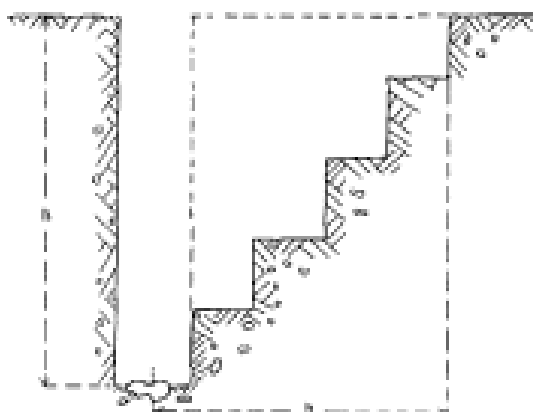
Le fondazioni garantiscono stabilità al palo, l'ENEL prevede le seguenti indicazioni:

Per i sostegni, sia di legno che di altro tipo, direttamente infissi alla profondità minima di 1,5 m, il riempimento dello scavo deve essere effettuato con strati alterni, accuratamente costipati, di terra e ciottolame, in modo da garantire che lo stato di consolidamento nel terreno costipato rimanga inalterato nel tempo.

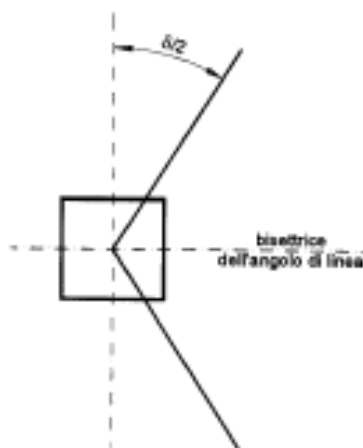
L'Impresa verificherà con particolare cura l'allineamento in rettilo dei sostegni infissi direttamente nel terreno.



Ove fosse necessario ricorrere all'esecuzione di scavo a mano di buca calibrata per infissione diretta dei sostegni, il palo nella porzione infissa non dovrà esercitare alcuno sforzo sulla parete oggetto di asportazione e seguente costipazione del terreno.



Le fondazioni garantiscono una maggiore stabilità al palo rispetto alla semplice infissione diretta nel terreno, evitandone, grazie alle loro dimensioni e al contributo dovuto alla natura del terreno, il ribaltamento. L'impresa curerà con particolare attenzione il posizionamento del blocco rispetto alla bisettrice dell'angolo di linea.



Le fondazioni vengono realizzate, precedentemente alla infissione del palo, come blocco monolitico in calcestruzzo non armato.

Ciò si ottiene predisponendo nello scavo, all'atto del getto, una cavità cilindrica di opportuno diametro interno.

Tra le due tipologie unificate, saranno impiegate, per le linee aeree MT in cavo cordato su fune portante e BT in cavo cordato, le sole fondazioni di tipo "normale".

In relazione alla natura del terreno, sono state previste queste 3 alternative:

1. Fondazioni M1 : impiegate nei terreni "asciutti" e "compatti" in cui in nessuna stagione dell'anno, la falda freatica si porta a meno 1,50 - 2,00 metri dal piano di campagna.
2. Fondazioni M2 : impiegate in terreni di scarsa compattezza (terreni di riporto, terreni sabbiosi, particolari torbe, ecc.) ed in tutti i casi in cui non si possa fare affidamento sulla presenza di una sufficiente massa di terreno compatto.
3. Fondazioni M3 : impiegate in terreni acquitrinosi.

Le fondazioni "M1" possono essere richieste sia nella versione "AFFIORANTE" rispetto al piano di campagna che "INTERRATE" di 40 cm, mentre le fondazioni M2 e M3 sono sempre "AFFIORANTI" e le loro dimensioni restano comunque invariate qualora fossero interrate.

I pali in lamiera saldata a sezione ottagonale o poligonale con fondazione interrata devono avere la fasciatura di protezione in catrame nella zona del bagnasciuga.

3.18.5 Normativa relativa alla costruzione di linee elettriche

Le norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne cui fare riferimento sono:

D.M. n° 449 – 21/03/1988

D.M. 16/01/1991 – Modifica del D.M. n° 449 – 21/03/1988

D.M. 05/08/1998 - Modifica del D.M. n° 449 – 21/03/1988

Delibera 18/3/2008ARG/elt 33/08

Delibera 6/8/2008 ARG/elt 119/08

Le norme sull'inquinamento saranno trattate da un apposito studio.

Il presente elettrodotto è definito di seconda classe. La tensione nominale è di 20.000, il carico di rottura del conduttore di energia è inferiore a 3434 daN (3500 kg).

La nostra zona per quanto riguarda i sovraccarichi per il calcolo delle linee elettriche, è classificata zona A che comprende tutte le località ad altitudine di 615 m.s.l.m., dell'Italia centrale, meridionale ed insulare. Le sollecitazioni prese in considerazione per il calcolo della catenaria, per la verifica delle sollecitazioni meccaniche dei conduttori, per i calcoli statici dei sostegni, sono:

- Pesi propri;
- Spinta del vento;
- Manicotto di ghiaccio, (anche se la normativa per la nostra zona lo esclude);
- Sollecitazione sismica.

La normativa indica, inoltre, le condizioni atmosferiche e ambientali per i vari calcoli.

I risultati sono rilevabili nella presente relazione e dagli appositi elaborati.

L'altezza dei conduttori dal terreno o nei attraversamenti delle rispetta gli obblighi della normativa citata così come la distanza da edifici di ogni tipo, e la distanza da altre linee elettriche o telecomunicazione.

L'angolo di incrocio tra linee elettriche ed la strada Comunale è minore di 15°.

Non si verificano interferenze con le attività agricole compresi gli impianti di irrigazione a pioggia.

La verifica di stabilità delle fondazioni è stata effettuata nelle stesse ipotesi di calcolo adottate per la verifica dei relativi sostegni, eseguita tenendo conto del peso delle fondazioni e del terreno gravante su di esse in base all'angolo di scarpa naturale, del peso delle strutture, delle reazioni del terreno e delle pressioni per esso ammissibili. In questi casi il rapporto tra il momento di stabilità delle fondazioni ed il momento di rovesciamento non è inferiore a 1,25.

4 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE E STIMA DEGLI IMPATTI

4.1 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI

Nella seguente Sezione del Quadro di Riferimento Ambientale sono individuate, analizzate e quantificate tutte le possibili interazioni del progetto con l'ambiente ed il territorio circostante. In questa sezione dello studio, in particolare, a partire dalla caratterizzazione e dall'analisi delle singole componenti ambientali, vengono descritti il sistema ambientale di riferimento e le eventuali interferenze con l'opera a progetto.

Il progetto proposto trova una netta approvazione da parte della popolazione e delle amministrazioni locali. Dal punto di vista di un minore impatto ambientale i principali motivi che hanno favorito le scelte decisionali per la realizzazione del minieolico nel territorio del Comune interessato sono di seguito elencati:

- le emissioni sonore sono tali da non provocare fastidio o disturbo alle attività umane, dell'ambiente antropizzato nelle vicinanze dell'impianto o disturbo e deterioramento degli ecosistemi;
- l'installazione dell'aerogeneratore consente un incremento dell'economia affiancandosi alle attività agricole e zootecniche a vocazione semi-intensiva;

Le infrastrutture viarie per garantire l'accessibilità sono quelle esistenti, e saranno adattate al tipo di trasporto, limitando l'uso del suolo; le migliorie apportate alla viabilità andranno a beneficio degli allevatori presenti nella zona.

4.1.1 Obiettivi finalità

Rispetto alle altre energie rinnovabili, l'energia eolica presenta numerosi vantaggi:

- la tecnologia che sta alla base della produzione di energia eolica è comprovata, sicura ed affidabile. Inoltre, richiede un ridotto apporto manutentivo e, per la sua realizzazione, non è necessario un dispendio energetico rilevante;
 - l'utilizzo dell'aerogeneratore è compatibile con le attuali destinazioni d'uso del suolo;
 - la produzione energetica non determina l'emissione di composti inquinanti, né la produzione di residui tossici. Inoltre, non necessita dell'utilizzo di inquinanti chimici;
 - gli impianti eolici sono caratterizzati da reversibilità, infatti, alla conclusione del ciclo produttivo è possibile procedere al loro smantellamento e al ripristino della situazione preesistente;
- l'impatto sul territorio e sull'ambiente circostante all'area in cui viene ubicato l'impianto è estremamente ridotto.

4.2 Localizzazione e scelte progettuali

Il sito individuato come area idonea alla realizzazione dell'impianto è un rilievo posto ad una quota altimetrica di 615 m s.l.m. e posizionato all'interno di una gola che taglia la dorsale dell' Appennino Umbro-Marchigiano.

Le caratteristiche che hanno portato alla scelta del sito in oggetto sono state:

- la ventosità;
- il modello, l'altezza e le caratteristiche dell'aerogeneratore in base ai dati di vento;
- la distanza del punto di consegna al Gestore della Rete Elettrica Nazionale;
- lo studio degli effetti derivati dalla realizzazione dell'opere dell'attività;
- la viabilità;
- l'assenza di vegetazione forestale;
- la mancanza di aree SIC e ZPS.

Il dislivello fra la quota del rilievo oggetto di studio e la quota della gola sopra menzionata è di 115 m, le due alte pareti laterali del Monte Petrano e del Massiccio del Nerone, creano un effetto Venturi, che insieme alla direzione dei venti dominanti, parallela alla gola, creano una ventosità ottima, e costante durante l'anno, per la realizzazione di un impianto eolico. Per il dettaglio vedere la figura 2 dove è evidente la vista a panoramica dal sito verso e la gola che attraversa gli Appennini.

La ventosità è stata calcolata, oltre che da valutazioni basate sull'atlante del vento, anche in base ai dati rilevati da anemometri installati su Monte Petrano e sul Monte Catria. Queste informazioni consentono di dare un giudizio obiettivo delle potenzialità anemologiche ed energetiche del luogo, tuttavia questo aspetto è stato approfondito e si rimanda per i dettagli al capitolo successivo relazione anemologica.

La viabilità è stato un altro elemento di valutazione per la scelta del sito infatti è possibile accedere alla zona dalla SP che da Pontedazzo porta al Pianello; per il dettaglio vedere la figura 3 dove è indicato il percorso per il trasporto delle componenti dell'aerogeneratore.

4.3 Anemologia

4.3.1. Anemologia del sito Moria

Il PEAR Piano Energetico Ambientale Regionale e l'Atlante del Vento della Regione Marche sono dei preziosi strumenti per sviluppare lo studio anemologico di Moria nel Comune di Cantiano (PU), pertanto

detto studio segue tali strumenti che permettono di riflettere su importanti concetti che qualificano il presente studio.

L'inserimento di turbine eoliche in luoghi che oltre ad avere idonee caratteristiche di ventosità deve rispettare il paesaggio e l'ambiente in tal senso è importante che sia definita la soglia di visibilità, la compatibilità nel quadro di programma di tutela del territorio, sia su scala regionale che su quella provinciale e comunale. E' altresì importante che venga limitato al massimo la modifica dell'ambiente mediante una attenta valutazione idrogeologica e botanico-faunistica del territorio che verrà occupato dall'impianto.

A monte di tutte queste valutazioni deve però esserci quella tecnico progettuale che valuta la ragione stessa dell'azione. L'aspetto tecnico è poco sensibile a valutazioni, e criteri di valutazione, di carattere soggettivo; esso richiede una riflessione in merito alle caratteristiche minime che un impianto eolico deve possedere per essere inserito in un territorio come quello umbro-marchigiano e, d'altra parte, è proprio l'approfondimento dell'aspetto tecnico che consente di delineare il concetto di "eolico" a livello locale.

Le condizioni primarie che spingono verso l'utilizzo di energia eolica sono:

- la presenza di una buona ventosità nel sito;
- la costanza di tale ventosità nel corso dell'anno;
- la moderata variabilità angolare della direzione del vento;
- l'accessibilità viaria per l'installazione delle infrastrutture e per la manutenzione.

Per capire cosa si intende per "Buona Ventosità" del sito è necessario in primo luogo valutare a quale velocità del vento può essere avviata una turbina eolica, tutte le macchine presenti sul mercato hanno un rotore a 2 o 3 pale, all'aumentare del numero di pale si ha la possibilità di far partire la turbina a basse velocità del vento e di farla ruotare ad un numero di giri inferiore.

Di contro però all'aumentare del numero di pale la macchina risulta decisamente più costosa e presenta una elevata variabilità delle prestazioni al variare della velocità di rotazione.

Se ci si attiene a quanto disponibile in commercio si può affermare che la minima velocità del vento per la quale inizia la rotazione di una turbina eolica è compresa fra 3.5 e 4 m/s.

Proprio in questo periodo sono state introdotte nuove turbine, dalla Enercon, che presentano una velocità di avvio, velocità di Cut-In, di circa 2.5 m/s; esse sono prive di moltiplicatore di giri e sono a giri variabili. Questa tipologia di turbine presenta una maggiore complessità da un punto di vista della conversione di energia elettrica in quanto deve essere disaccoppiata dalla rete elettrica, così da poter operare a velocità variabile. Una volta iniziata la rotazione, la turbina inizia a produrre energia, ma la potenza nominale viene

raggiunta ad una velocità del vento pari a circa 3.5–4 volte maggiore del valore minimo comprese fra 12 e 16 m/s.

4.3.2. Analisi dei dati anemologici

Per l'analisi dei dati meteorologici del territorio umbro-marchigiano ha fatto uso delle fonti seguenti:

1. Stazioni ASSAM
2. Stazioni Aeronautica Militare
3. Stazioni ANEMON SPA di Ferrara
4. Stazioni FATTORIE DEL VENTO SPA di Milano
5. Stazioni GAMESA ENERGIA ITALIA di Roma

per un totale di oltre 70 stazioni, nel periodo 1999-2003.

Lo studio analitico messo a punto dalla Regione Marche ha portato alle seguenti conclusioni, riassunte nelle figure sotto presentate:

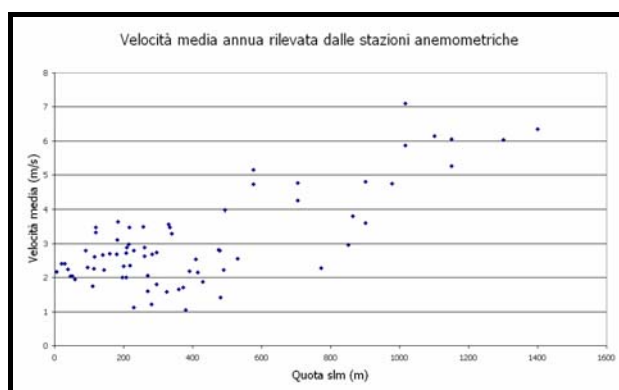


Figura 17 – Velocità media annua nel territorio marchigiano. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Da una prima analisi delle velocità medie annue registrate dalle stazioni meteorologiche disseminate sul territorio marchigiano, emerge come la velocità media annua, misurata a circa 10 metri dal suolo, sia compresa fra 2 e 4 m/s.

La maggior parte delle stazioni è situata ad altitudini inferiori ai 600 metri ed è anche probabile che alcune delle installazioni anemometriche siano poco rappresentative delle condizioni locali (a causa di installazioni entro centri abitati oppure a causa della presenza di ostacoli nelle vicinanze). Solo le stazioni site a quote maggiori di 900–1000 metri mostrano velocità medie annue superiori a 5 m/s.

Se si confrontano i risultati con la mappa del vento sulle Marche a 25 m di quota relativa, messa a disposizione dal CESI sembra che il comportamento generale sia confermato; quasi tutto il territorio marchigiano mostra una velocità media annua compresa fra 3 e 4 m/s fatta eccezione per alcune aree montane in cui di 5 ed anche 6 m/s.

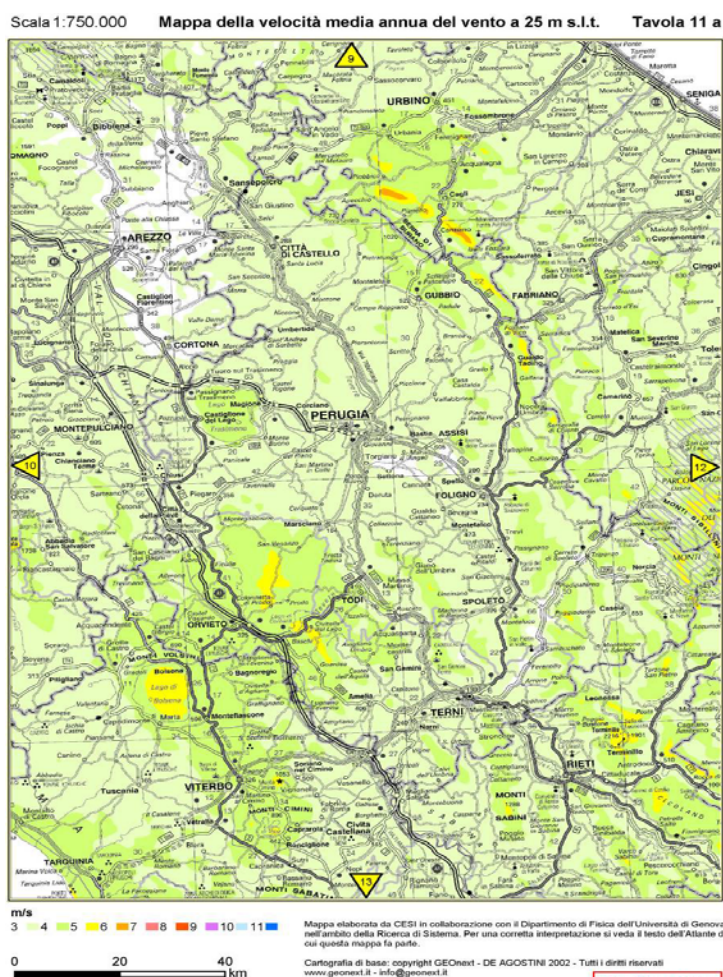


Figura 18 – Velocità media annua a 25 metri (CESI) e localizzazione delle stazioni meteo. (estratto dall'atlante del vento)

E' evidente che il mozzo di una turbina eolica è posta ad un'altezza dal suolo di 30 metri; molto dipende dall'altezza di rugosità del terreno e dall'eventuale effetto di accelerazione indotto dalla presenza di un rilievo montuoso, come mostrato dalle figure 2,9,10.

Per poter estrapolare il valore della velocità del vento all'altezza del mozzo della turbina lo studio della Regione Marche ha assunto che la componente longitudinale della velocità all'interno del Surface Boundary Layer (ossia all'interno di quello strato di fluido che risente dell'attrito viscoso con il terreno e dove la forza di Coriolis risulta del tutto trascurabile) sia rappresentata da un profilo logaritmico secondo la:

$$u(z) = (u^*/K) \cdot \ln(Z/Z_0)$$

$$K = \text{costante di Von Barman} \approx 0.4$$

$$u^* = \text{velocità di taglio} = (\tau_0/\rho)^{1/2}$$

$$Z_0 = \text{altezza di rugosità (m)}$$

$$\tau_0 = \text{sforzo viscoso sul terreno}$$

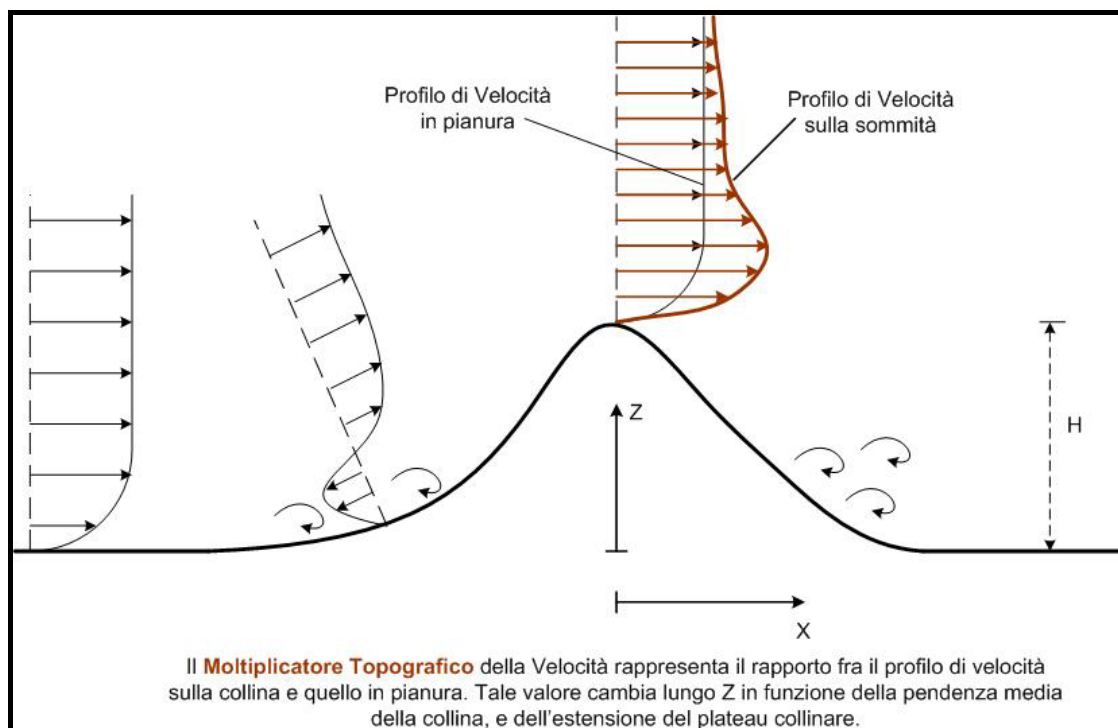


Figura 19 – Effetto di accelerazione, indotto sul profilo di velocità atmosferico, dalla presenza di un pendio.

(estratto dal PEAR Regione Marche)

Poiché per ogni stazione meteo la morfologia del territorio circostante l'anemometro può essere diversa, la valutazione delle altezze di rugosità è stata fatta mediante un'analisi GIS delle carte sull'uso del suolo e delle carte della vegetazione, messe a disposizione dal centro cartografico della Regione.

Si è così aggiudicata una determinata rugosità al terreno a seconda della tipologia e dell'uso antropico dello stesso e seguendo la tabella di valori seguente:

Classi di Rugosità corrispondenti al database USGS di copertura del terreno		
Tipo di copertura del terreno USGS	Classificazione Rugosità di Wieringa	Altezza di Rugosità (m)
Neve o Ghiaccio	Terreno innevato liscio	0.0005
Corpi d'acqua	Acqua, sabbia, neve mobile	0.001
Terra nuda, Tundra, colture irrigate e pascoli	Campi ghiacciati, terre incolte	0.005
Paludi erbose, tundra erbosa, praterie	Erba corta e muschio	0.01
Mosaico di coltivazioni e pascoli	Erba alta, basse coltivazioni	0.06
Terre aride, coltivazioni e pascoli, coltivazioni irrigate, pascoli mischiati	Alte coltivazioni	0.2
Steppa, steppa e prateria, nude o coltivate a macchie	Steppa	0.4
Mosaico di raccolti e bosco, Savana, Paludi boschive, Tundra boschiva	Raccolti maturi	0.5
Bosco di latifogli caduchi, bosco di aghiformi caduchi, bosco di sempreverdi caduchi	Foresta	0.8
Terreni urbani ed edificati	Terreni urbani ed edificati	1.0

Valori di altezze di rugosità per i diversi tipi di terreno. (estratto dal PEAR Regione Marche)

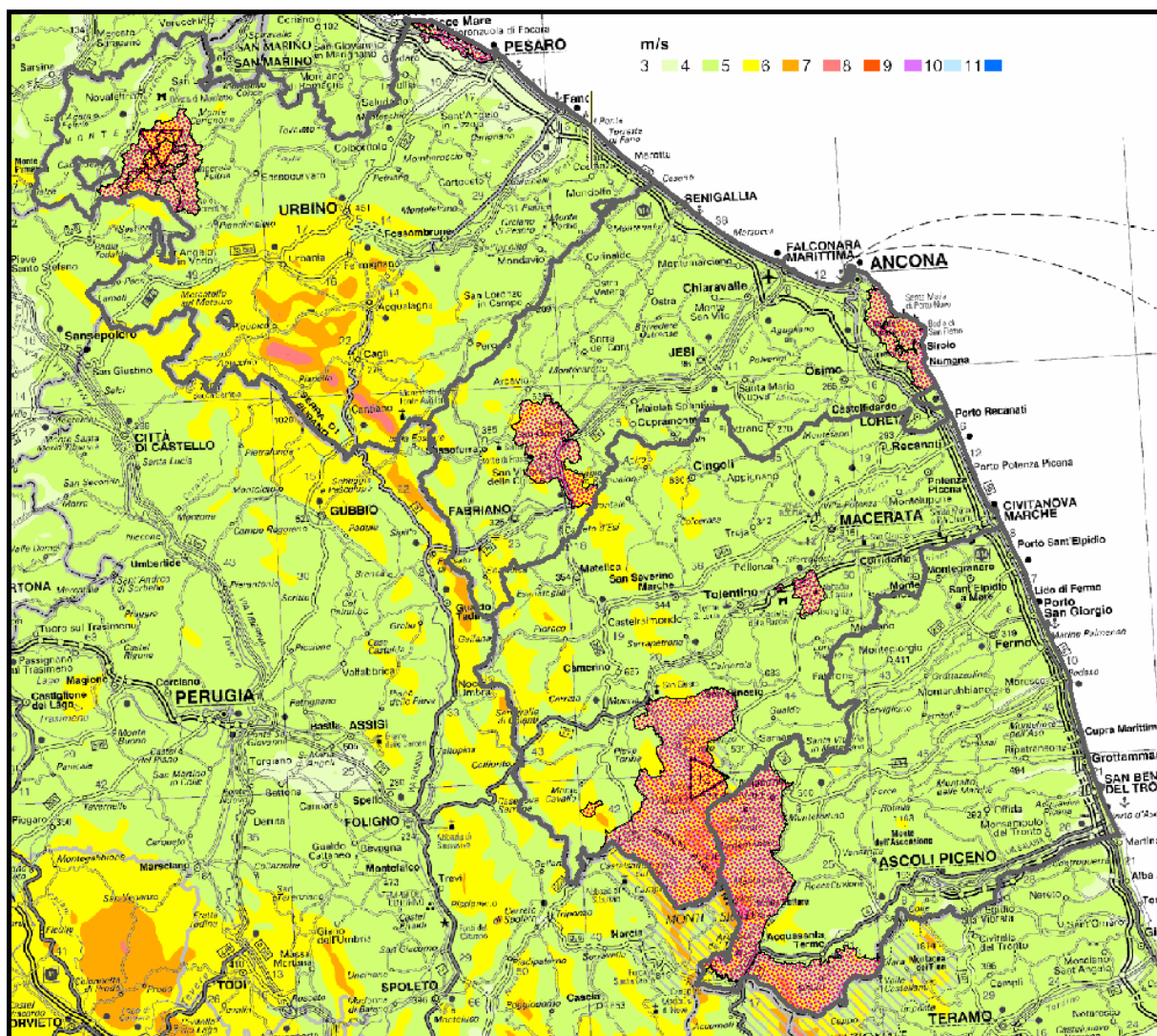


Figura 20 – Mappa del vento a 70 metri con limiti provinciali ed aree protette. (estratto dal PEAR Regione Marche)

A questo punto è opportuno chiedersi quale possa essere il potenziale eolico disponibile, e quello sfruttabile da una turbina eolica inserita nel territorio umbro-marchigiano; per affrontare questo argomento è necessario introdurre alcuni parametri che consentano di descrivere la ventosità del sito preso in considerazione e l'inserimento della macchina eolica in tale sito.

Per quanto riguarda il primo argomento è utile ricordare come sia pratica diffusa descrivere la distribuzione di frequenza del vento mediante la curva di Weibull,

$$f(u/C) = (8760/C) \cdot k \cdot (u/C)^{k-1} \cdot \exp[-(u/C)^k] \quad [(ore/anno)/(m/s)]$$

In prima approssimazione si comprende molto bene l'importanza del parametro "k" dell'equazione, esso indica quanto dispersa sia la distribuzione del vento, tanto più alto è "k" tanto più stabile è la ventosità del sito; ciò gioca a favore di una potenziale installazione eolica in quanto la turbina potrebbe operare ad un numero di giri molto regolare ed erogare potenza con continuità.

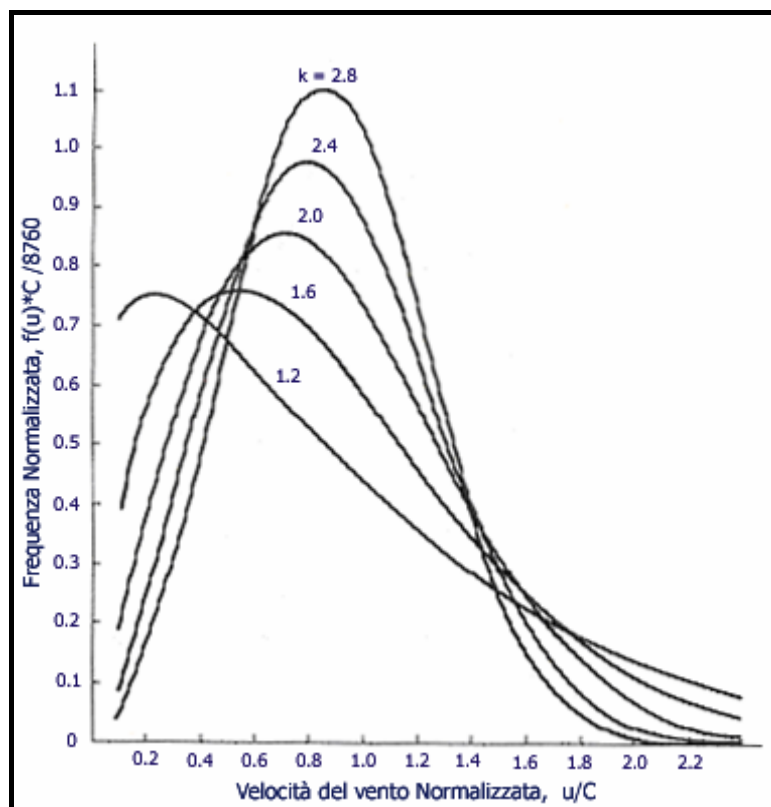


Figura 21 – Distribuzione della frequenza delle velocità del vento espressa mediante la relazione di Weibull.
(estratto dal PEAR Regione Marche).

Oltre a “k” l’altro parametro ugualmente importante è il valore di velocità media annua che deve risultare abbastanza elevato, così da garantire che la turbina eolica operi ad un buon rendimento di trasformazione ed a un Fattore di Utilizzo (CF) (rapporto fra l’energia annua fornita dalla macchina e l’energia che la stessa potrebbe fornire se operasse in condizioni nominali, perlomeno vicino a 0.2. Grazie alla possibilità di descrivere con soli due parametri le caratteristiche anemologiche di base di un sito, diventa plausibile definire quali debbano essere i requisiti che un luogo deve possedere perché possa ospitare un impianto eolico. Dagli studi e dalle rilevazioni anemometriche è infatti emerso che il Vento di Riferimento per una installazione eolica deve possedere le seguenti caratteristiche:

- Velocità media annua, misurata a 10 metri dal suolo (U_{10}): **6.35 m/s**
- Coefficiente “k” della curva di Weibull: **2.29**
- Coefficiente “C” della curva di Weibull: **7.17 m/s**

oltre a questo viene assunto un profilo di velocità in altezza che segue una legge esponenziale del tipo:

$$u(z) = u_{10} \cdot (z/10)^\alpha$$

$$\alpha = 0,196867$$

Ciò comporta che a 30 metri di altezza il Vento di Riferimento assumerà i seguenti valori:

$$V_{rif}(30): 7.6 \text{ m/s}$$

e che l’energia disponibile annua nel sito sia pari a:

$E_a(10 \text{ m di altezza}): 2324 \text{ kWh/m}^2$

E' importante a questo punto che si valuti se il Vento di Riferimento, così come caratterizzato dalla DOE/NASA, sia rappresentativo anche del territorio umbro-marchigiano; analizzando i dati provenienti dalle stazioni meteo e basandoci sulle prime simulazioni fatte è possibile arrivare al range di valori che in postazioni poste in quota (oltre i 600 metri):

- la Velocità media annua, misurata a 10 metri dal suolo (U_{10}): varia da 5 a 6.5 m/s
- il Coefficiente "k" della curva di Weibull: varia da 1.4 ad 1.8

che ci chiarisce come la distribuzione di velocità sia poco stabile, e ciò costringe la turbina ad operare, nel corso dell'anno, in condizioni variabili, e spesso a potenza estremamente ridotta.

Se si calcola per tutte le stazioni meteo l'energia annua disponibile ad una quota di 60 metri si ottengono dei risultati interessanti; per siti posti in quota l'energia disponibile, E_a , è superiore a $5000 \text{ kWh}/(\text{y} \cdot \text{m}^2)$.

A questo punto rimane da capire quanta di questa energia potrebbe, in linea teorica, essere utilizzata da una macchina eolica.

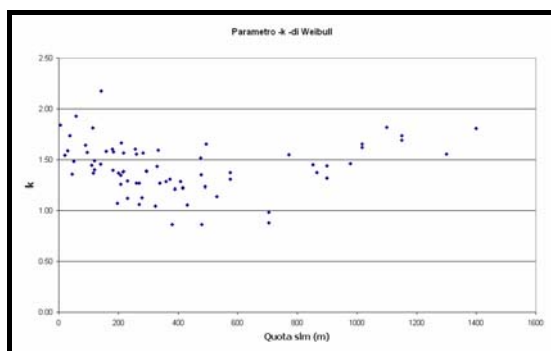


Figura 22 – Andamento di k per varie stazioni meteo site nel territorio marchigiano. (estratto dal PEAR Regione Marche).

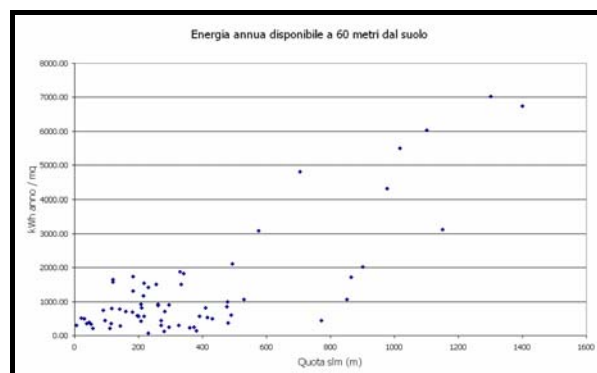


Figura 23 –Energia annua disponibile nei siti marchigiani. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Si è passati al calcolo energetico che mostra come per siti posti in quota sia possibile ottenere una quantità di energia compresa fra 2 e 4 GWh/anno per ogni MW di turbina installato. Tale valore non tiene conto dei periodi necessari alla manutenzione ed al livello di turbolenza del sito che, qualora fosse maggiore del 16-20%, potrebbe portare ad un funzionamento irregolare della macchina, con conseguente riduzione delle sue caratteristiche produttive. In via precauzionale si può assumere come limite minimo di funzionamento un'energia specifica annua di 1.5 GWh/anno/MW.

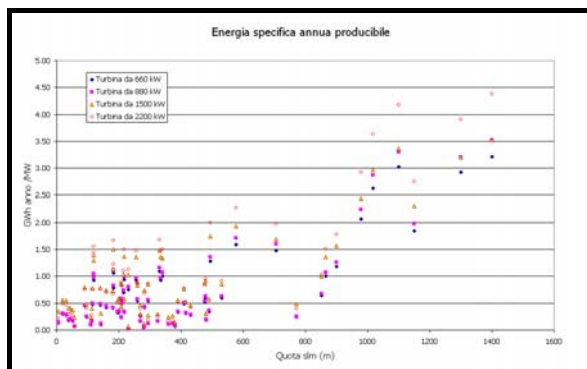


Figura 24 –Energia annua producibile per ogni MW di turbina installato. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Di pari passo alla valutazione energetica va la stima delle ore annue di funzionamento dell'impianto, la relativa figura riporta i calcoli effettuati per le 4 macchine prese in considerazione da cui emerge come, in linea teorica, si possano raggiungere tempi di lavoro compresi fra 5500 e 7500 ore l'anno.

Per le stesse considerazioni fatte in precedenza è plausibile che il numero di ore minimo debba essere almeno pari a 3500 ore/anno.

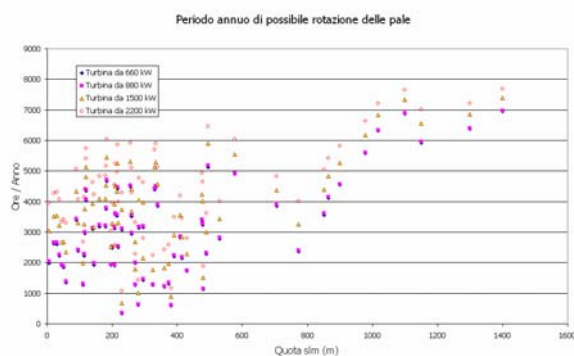


Figura 25 –Ore annue di possibile funzionamento della turbina. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Passiamo ora ad esaminare la variazione dei parametri di merito delle 4 turbine.

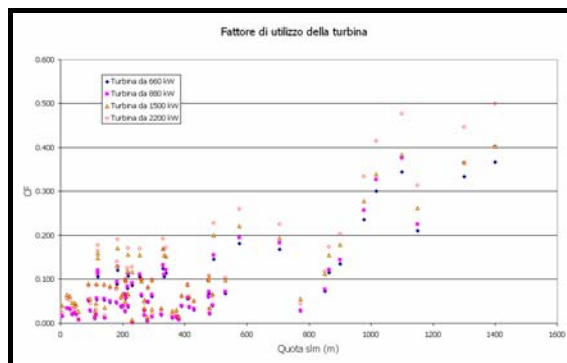


Figura 26 – Fattore di utilizzo della turbina. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Si vede chiaramente come solo in siti posti a quote superiori a 900 metri si riesca a raggiungere, e superare, il valore di soglia di 0.2; valore minimo per ritenere economicamente conveniente l'installazione eolica.

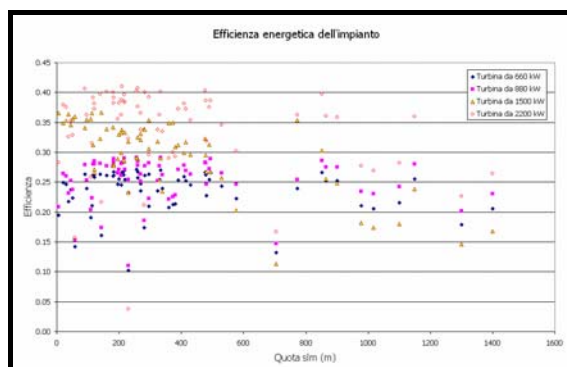


Figura 27 – Efficienza energetica dell'impianto. (estratto dal PEAR Regione Marche)

Altra riflessione che va fatta in merito è che all'aumentare delle dimensioni della turbina il coefficiente di utilizzo cresce, indicando un migliore sfruttamento della turbina stessa.

Il Fattore di utilizzo non fornisce indicazioni sullo sfruttamento della risorsa eolica pertanto è necessario che vengano analizzati i parametri di efficienza, sia energetica che di sito. La prima è riportata nella figura e ci mostra come l'efficienza energetica dei siti posti in quota sia compresa fra

circa 0.2 e 0.3 e che l'aumento di quota non innalza ulteriormente tali valori.

Anche da questa analisi emerge come le turbine di grossa taglia mostrino un'efficienza energetica maggiore, ossia producono una quantità maggiore di energia a parità di energia eolica disponibile nel sito.

Al contrario invece l'analisi dell'efficienza del sito (Siting Efficiency) mostra come nei siti in quota siano le turbine più piccole a sfruttare meglio la risorsa eolica. Che però danno una densità lineare di macchine superiore, con limitazione dimensionali dei corridoi trasversali liberi.

Si ricorda che il Siting Efficiency è il rapporto fra l'energia estratta dalla turbina e quella che la stessa avrebbe prodotto se avesse operato costantemente al massimo rendimento.

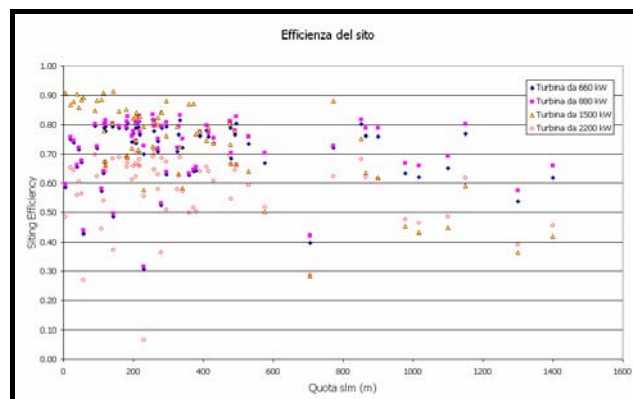


Figura 28 – Siting Efficiency dell'impianto. (estratto dal PEAR Regione Marche)

E' chiaro che la scelta della tipologia di turbina è molto importante anche per un problema di impatto visivo, dovuto alla modifica del paesaggio ed all'occupazione di una porzione del campo visivo dell'osservatore; si ricorda come tutto ciò costituisca uno degli ostacoli principali alla diffusione di impianti eolici, soprattutto in zone ad orografia complessa.

Per questo può essere utile confrontare diverse tipologie di installazioni eoliche definendo parametri che tengano conto dell'energia prodotta nel periodo in rapporto alla superficie o al volume del campo visivo occupato.

Possiamo così associare ad ogni macchina all'interno della wind farm un'area ed un volume di campo visivo convenzionalmente occupati.

Queste grandezze saranno dipendenti: dall'altezza massima della macchina e dalle distanze relative tra le macchine all'interno del parco, che devono essere mantenute sia nella direzione del vento prevalente (ortogonale al piano del rotore) sia nella direzione ortogonale a questa (giacente sul piano del rotore) per evitare fenomeni d'interferenza aerodinamica.

Detta H l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo lunghezza di pala) e detto D il diametro del rotore, possiamo considerare la distanza tra una macchina e l'altra, misurata tra gli assi delle torri, nella direzione ortogonale al vento prevalente (passo trasversale) pari a $3D$.

La distanza tra una macchina e l'altra nella direzione del vento prevalente (passo longitudinale) misurata tra gli assi delle torri può essere presa pari a $6D$.

Si può così pensare che una turbina occupi come superficie sul piano del rotore l'area di un rettangolo che si estende per un'altezza pari a quella complessiva della macchina H e in larghezza per una distanza dall'asse della torre di circa $1.5D$ da ogni lato rispetto ad esso.

Visto che è possibile, per una stessa turbina, fare uso di torri di diversa altezza si è assunto che H debba essere stimato secondo la:

$$H = D + 20 \quad [m]$$

L'area frontale occupata al fine di valutare l'impatto visivo dalla macchina sarà così:

$$S_{visiva} = (3 \cdot D) \cdot H = 3 \cdot H \cdot D$$

Se si estrude tale superficie su di una lunghezza pari $6D$, misurata a partire dall'asse della torre possiamo stimare il volume occupato in termini di impatto visivo da ogni macchina.

Esso sarà pari al volume di un parallelepipedo di lati $3D$, $6D$, H .

$$V_{visivo} = (3 \cdot D) \cdot H \cdot (6 \cdot D) = 18 \cdot H \cdot D^2$$

Avendo definito queste grandezze, è possibile calcolare le densità, superficiali e volumetriche, di energia specifica (misurabili in $[kWha/m^2]$ e $[kWha/m^3]$) prodotta dalla turbina eolica nel periodo di tempo considerato:

$$\delta_{sup} = E_{annua} / S_{visiva} ; \text{ Densità superficiale di energia annua}$$

$$\delta_{vol} = E_{annua} / V_{visiva} ; \text{ Densità volumetrica di energia annua}$$

Queste grandezze potranno essere usate come parametri di prestazione delle installazioni eoliche, permettendo di eseguire un confronto oggettivo in termini d'impatto ambientale (in particolar modo visivo) tra le varie installazioni. Infatti, avere elevati valori delle densità superficiali e volumetriche di energia significa produrre un numero più alto di kWh nel periodo considerato a parità di impatto visivo dell'impianto.

La figura che segue riporta la densità volumetrica di energia annua prodotta nei siti marchigiani, che:

- conferma la validità di installazioni poste a quote superiori a 900 metri;
- evidenzia come sopra i 1200-1300 metri non vi sia più un marcato aumento della densità volumetrica di energia;
- le turbine più piccole mostrano spesse volte valori di densità volumetrica più elevati.

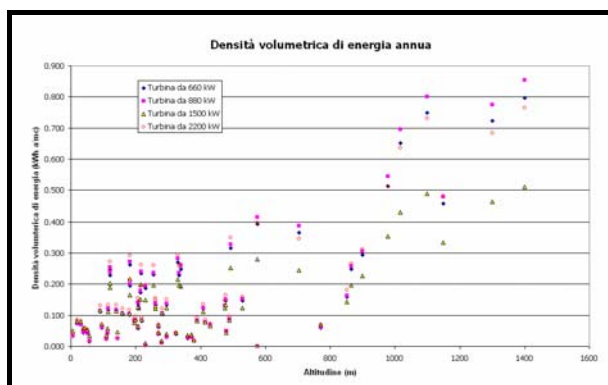


Figura 29 – Densità volumetrica di energia annua prodotta. (estratto dal PEAR Regione Marche).

Riassumendo si possono quindi tracciare i seguenti criteri di massima per la definizione dei requisiti tecnici ed energetici che un impianto eolico dovrebbe possedere per essere realizzato nel territorio marchigiano:

- Velocità media annua del vento, a 10 m da terra, maggiore o uguale a 5 m/s;
- Energia annua prodotta per MW installato pari ad almeno 2.0 GWha/MW;
- Numero annuo di ore di rotazione delle pale superiore a 4000 ore/anno;
- Densità volumetrica di energia annua maggiore o uguale a 0.30 kWha/m³.

4.3.3. Parametri di merito degli impianti eolici

La caratterizzazione di un sito da un punto di vista eolico passa per la valutazione dell'energia annua messa a disposizione dal vento, ciò, benché indicativo, non fornisce alcuna informazione utile a coloro che vogliono valutare l'apporto di energia elettrica proveniente dalla eventuale installazione di impianti eolici nel sito oggetto di studio.

Una valutazione più accurata richiede l'inserimento delle caratteristiche principali delle macchine eoliche ed il loro comportamento al variare della distribuzione di frequenza della velocità nel sito; ciò è ben rappresentato da alcuni gruppi adimensionali, Parametri di Merito, che sono:

CF *Fattore di utilizzo dell'impianto*, dato dal rapporto fra l'energia annua estratta dalla turbina eolica, E , e l'energia che la stessa avrebbe estratto se avesse operato, per tutto il tempo, alla velocità nominale, u_r ;

η_i *Rendimento energetico*, pari al rapporto fra l'energia estratta dalla turbina eolica, E , e l'energia messa a disposizione dal vento, E_a ;

ε *Efficienza del sito*, pari al rapporto fra l'energia eolica prodotta dalla macchina, E , e l'energia che la macchina avrebbe prodotto se avesse operato costantemente al massimo rendimento, E_{max} .

I parametri citati possono essere espressi in funzione di alcuni coefficienti caratteristici della macchina:

- Velocità di Cut-In u_c ;
- Velocità nominale u_r ;
- Velocità di Cut-Off u_f ;
- Potenza nominale P_r ;

e dei parametri caratteristici del sito:

- k , parametro di forma di Weibull;
- u_m , velocità media del sito.

Nella determinazione delle espressioni analitiche dei parametri di merito vengono in genere fatte le seguenti assunzioni:

- la distribuzione della velocità del vento nel sito è rappresentabile con il modello di Weibull (questo modello è generalmente applicato ma il fitting dei dati sperimentali è funzione della ventosità del sito; luoghi a bassa ventosità e fortemente influenzati dal grado di stabilità atmosferica sono poco rappresentati da una legge di distribuzione statistica come quella di Weibull);
- la curva di potenza della macchina è costituita da: un tratto a potenza crescente (range 1 tra u_c ed u_r) nel quale tale grandezza è funzione quadratica della velocità ed un tratto a potenza costante (range 2 tra u_r ed u_f). Questo modello è rigorosamente applicabile solo alle macchine controllate mediante variazione dell'angolo di calettamento (pitch controlled).

4.3.3.1 Espressione analitica dei parametri di merito

La potenza eolica idealmente disponibile per una macchina con area del rotore pari ad A è:

$$P_a(u) = (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot u^3$$

ρ densità dell'aria

u velocità del vento.

L'energia idealmente estraibile in queste condizioni in un periodo di tempo T sarà:

$$E_a = \int_T P_a(u) dt = (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot \int_T u^3(t) dt = (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot u_{3m}^3 \cdot T$$

ρ densità dell'aria

u_{3m} radice cubica della velocità media del vento

$$u_{3m} = [(1/T) \cdot \int_T u^3 dt]^{1/3} \Rightarrow u_{3m}^3 \cdot T = \int_T u^3(t) dt$$

Nel caso di una macchina reale la potenza estratta è correlata alla potenza idealmente disponibile nel sito tramite il rendimento energetico (η), prodotto del fattore di potenza (C_p), del rendimento meccanico di trasmissione (η_m) e di quello elettrico di generazione (η_{el}):

$$P = (C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_{el}) \cdot P_a = \eta \cdot P_a = \eta \cdot (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot u^3$$

Dalle assunzioni fatte in precedenza sul metodo di analisi, ossia sulla funzione matematica che viene utilizzata per rappresentare la Potenza erogata dalla turbina eolica, ne deriva che P può essere espressa come:

$$P = P_r \cdot (u^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2) \quad (u_c \leq u \leq u_r) \quad \text{Range -1}$$

$$P = P_r \quad (u_r \leq u \leq u_f) \quad \text{Range -2}$$

Per cui il rendimento energetico vale:

$$\eta = [(2P_r) / (\rho \cdot A)] \cdot [(u^2 - u_c^2) / u^3 \cdot (u_r^2 - u_c^2)]$$

Derivando l'ultima espressione ed eguagliandola a zero è possibile ricavare il valore di velocità del vento che rende massimo il rendimento, ed il suo valore per tale velocità:

$$\eta_{max} = (\eta_r/2,598) \cdot [(u^3_r/u^3_c)/(u^2_r/u^2_c - 1)] = (\eta_r/2,598) \cdot [\Phi^3/(\Phi^2 - 1)]$$

nella quale si è indicato con Φ il rapporto tra la velocità nominale e la velocità di cut-in; tale parametro è noto come rapporto di progetto:

$$\Phi = u_r/u_c$$

In generale η_{max} per una data macchina è una costante definita in fase di progetto che si raggiunge per valori di velocità del vento compresi nel primo range della curva di potenza.

Il rapporto di progetto è uno dei parametri adimensionali che rappresentano l'influenza delle caratteristiche della macchina nei parametri di merito, spesso in funzione di esso si esprime il rapporto tra il rendimento nelle condizioni nominali e quello massimo:

$$\eta_r/\eta_{max} = 2,598 \cdot [(\Phi^2 - 1)/\Phi^3]$$

questa equazione permette di legare la potenza nominale della macchina al rendimento massimo ed al rapporto di progetto:

$$P_r = 1,02 \cdot \rho \cdot \eta_{max} \cdot D^2 \cdot (\Phi^2 - 1) \cdot u_c^3$$

4.3.3.2 Calcolo dell'energia

La potenza nominale risulta dunque proporzionale al quadrato del diametro al quadrato del rapporto di progetto ed al cubo della velocità di cut-in; per il calcolo dell'energia dobbiamo integrare la curva di potenza nel tempo, nei due campi di variazione cinematica nei quali è definita.

Qualora si assuma che la frequenza delle classi di velocità sia rappresentabile dal modello di Weibull, detta $f(u)$ tale distribuzione, è possibile determinare il rapporto f_1 tra il numero di ore (T_1) in cui la velocità del vento è nel Range-1 ed il numero totale di ore (T) come segue:

$$f_1 = T_1/T = \int_{u_c}^u f(u) du = \int_0^u f(u) du - \int_0^{u_c} f(u) du = C(u_r) - C(u_c)$$

nella quale con $C(u)$ si è indicata la *distribuzione cumulativa*, procedendo in modo analogo per il secondo campo di variazione della potenza si ottiene:

$$f_2 = T_2/T = \int_{ur}^{uf} f(u) du = \int_0^{uf} f(u) du - \int_0^{ur} f(u) du = C(u_f) - C(u_r)$$

A questo punto, integrando semplicemente nel tempo la curva di potenza e tenendo conto delle relazioni precedenti, si può ricavare l'energia estratta dalla macchina:

$$E = \int_0^T P(t) dt = (1/2) \cdot \rho \cdot A \cdot \eta_r \cdot u^3 \cdot T \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2)) + f_2] =$$

$$= E_r \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2)) + f_2]$$

Questa grandezza può essere confrontata con l'energia in condizioni nominali e con l'energia disponibile idealmente nel sito al fine di ricavare i parametri di merito.

Nell'espressione di E si è indicato con u_{2m1} la radice quadrata della velocità del vento relativa al Range-1 della curva di potenza, cioè al campo di velocità del vento all'interno del quale la potenza ha un andamento crescente

$$u_{2m1} = [(1/T) \cdot \int_0^{T_1} u^2 dt]^{1/2} = > \int_0^{T_1} u^2 dt = u_{2m1}^2 \cdot T_1$$

4.3.3.3 Calcolo dei Parametri di merito e loro significato fisico

Avendo calcolato l'energia estratta dal sistema nel sito, si arriva alla determinazione dei parametri di merito mediante le formule seguenti:

- CF, Fattore di utilizzo dell'impianto:

$$CF = E/E_r = [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2)) + f_2]$$

- Rendimento Energetico:

$$\eta_T = E/E_a = \eta_r \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2)) + f_2] = 2,598 \cdot \eta_{max} \cdot CF \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot (\Phi^2 - 1)$$

- Efficienza del sito:

$$\varepsilon_T = E/E_{max} = E/(E_a \cdot \eta_{max}) = 2,598 \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2)) + f_2]$$

Questi parametri permettono di determinare le prestazioni di un impianto eolico qualora siano note le caratteristiche delle macchine e del sito consentendo il confronto tra diverse tipologie impiantistiche.

Al calcolo dei parametri di merito va affiancata una spiegazione del peso che ognuno di essi ha nella valutazione dell'impianto eolico, così come è altrettanto importante associare un significato fisico a tali parametri; a tal riguardo si può pensare il *fattore di utilizzo* come una misura della produzione di energia della turbina, rapportata al valore nominale della stessa.

Più brevemente si può correlare il fattore di utilizzo alla fattibilità economica dell'intervento energetico assumendo *economicamente non convenienti impianti che presentano un fattore di utilizzo inferiore a 0.2*; ossia che forniscono una quantità di energia inferiore al 20% del valore erogabile qualora si operasse

costantemente in condizioni nominali. E' da puntualizzare come tale soglia deve essere assunta come del tutto indicativa.

Purtroppo il CF non fornisce alcuna indicazione sull'efficienza di conversione energetica: è infatti possibile che un' impianto sfrutti molto bene le macchine installate ma perda gran parte del contenuto di energia disponibile nel sito, risultando poco efficiente.

Diversamente il *rendimento energetico*, rapportando l'energia estratta a quella idealmente disponibile, misura il livello di sfruttamento della risorsa eolica nel sito con una data tipologia di macchina. Questo parametro non fornisce alcuna indicazione economica.

Infatti, l'efficienza di conversione, nel caso dell'energia eolica, non ha alcun valore da un punto di vista economico, essendo il fluido di processo disponibile senza alcun costo.

Tuttavia il rendimento energetico può rivestire importanza per effettuare un confronto dal punto di vista ambientale; è chiaro infatti che, se si confrontano impianti con stessa energia disponibile, ovvero con stessa area del rotore (fissato il sito), avere un alta efficienza significa produrre più energia a parità di impatto ambientale (soprattutto visivo).

Il parametro η_t può costituire una prima misura della sostenibilità ambientale dell'impianto.

Possiamo notare che il CF è un parametro puramente cinematico, dipendendo esclusivamente dalle velocità caratteristiche delle macchine, mentre η_t non lo è, poiché nella sua espressione compare il rendimento massimo della macchina.

Per esprimere anche l'efficienza energetica in termini solo delle velocità caratteristiche delle macchine si può ricorrere al parametro di *efficienza del sito* che prescinde dal rendimento.

Per generalizzare i risultati spesso si rappresentano i parametri di merito in funzione delle velocità caratteristiche di macchina, adimensionalizzate mediante la velocità media del sito.

Essi vengono graficati considerando come parametri il fattore di forma della distribuzione di Weibull k , il rapporto di progetto Φ ed il *rapporto di intensità* α , numero adimensionale, che rappresenta il rapporto tra la velocità media del sito e la velocità di cut-in (inverso della velocità di cut-in adimensionalizzata):

$$\alpha = \bar{u}/u_c = 1/(u_c/\bar{u})$$

Cambiare la tipologia o il modello di turbina influisce sul rapporto di progetto e su quello di intensità. Poiché spesso la velocità di cut-in è fissata dagli attriti interni degli organi meccanici, si può pensare che piccoli aggiustamenti ai parametri principali di una macchina interessino soltanto la velocità nominale e producano quindi solo variazioni di Φ ; questo provocherà variazioni della potenza nominale dipendenti dal quadrato del design ratio.

Confrontare stesse macchine in siti diversi significa modificare i parametri k ed α , mentre variare la quota d'installazione del rotore in un dato sito significa modificare solo il rapporto di intensità, lasciando inalterato k .

Esistono in letteratura diagrammi che permettono di determinare il valore dei parametri di merito in funzione di una delle grandezze appena elencate, tenendo le altre due costanti (come parametri del diagramma).

Per i campi di variazione dei numeri adimensionali importanti nella determinazione dei parametri di merito si possono assumere i seguenti valori:

$$1.0 \leq \alpha = \bar{u}/u_c \leq 4.0$$

$$1.5 \leq \Phi = u_r/u_c \leq 5.0$$

$$6.0 \leq u_r/u_c \leq 8.0$$

4.3.3.4 Effetto di k , α e Φ sui Parametri di Merito

L'aumento del parametro di Weibull (k) ha sempre un effetto positivo sull'efficienza energetica, mentre l'effetto sul fattore di utilizzo (CF) dipende dai valori di α e Φ :

- *per bassi valori del rapporto di progetto (≤ 3.0)* un aumento di k può provocare: una diminuzione di CF per bassi valori di α (≤ 1.5) o un aumento di CF per alti valori di α (> 2.0);
- *per alti valori del rapporto di progetto* il comportamento di CF rimane il medesimo al variare di α ma si estende il range del rapporto di intensità in cui esso è decrescente.

L'aumento del rapporto di intensità (α) produce sempre un aumento del fattore di utilizzo, mentre l'efficienza energetica presenta un massimo per valori molto bassi di α (< 1.5) e poi decresce. La variazione, nel range considerato, del rapporto di progetto modifica poco questo andamento.

Poiché nei siti d'interesse eolico α dovrebbe assumere valori più grandi di 1,5 possiamo dire che l'efficienza decresce all'aumentare di α , a parità degli altri parametri; per esempio l'aumento di quota del rotore porterebbe ad una perdita di efficienza della conversione di energia ma ad un aumento dell'energia in uscita.

L'aumento del rapporto di progetto (Φ) ha invece l'effetto di ridurre il fattore di utilizzo e di aumentare l'efficienza, inoltre questo produce un aumento della potenza nominale e dell'energia estratta.

Vengono riportate di seguito le espressioni dei parametri di merito in funzione delle velocità adimensionali, definite come:

$$\hat{u} = u/u_m; \quad \hat{u}_{3m} = u_{3m}/u_m; \quad \hat{u}_c = u_c/u_m; \quad \hat{u}_r = u_r/u_m; \quad \hat{u}_t = u_t/u_m$$

$$CF = E/E_r = [(f_1 \cdot (u_{2m}^2 - u_c^2) / (u_r^2 - u_c^2))] + f_2$$

$$\eta_t = E/E_a = \eta_r \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u^2) / (u_r^2 - u^2) + f_2)] = 2,598 \cdot \eta_{max} \cdot CF \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot (\Phi^2 - 1)$$

$$\varepsilon = \eta_t / \eta_{max} = 2,598 \cdot \dot{u}_c \cdot [(f_1 \cdot (u_{2m1}^2 - u^2) + f_2 (u_r^2 - u^2)) / \dot{u}_{3m}^3] = 2,598 \cdot CF \cdot (u^3 / u_{3m}^3) \cdot (\Phi^2 - 1)$$

4.3.3.5 Determinazione dei parametri di Weibull mediante correlazioni empiriche

Esistono in letteratura numerose correlazioni sperimentali che permettono di calcolare i parametri k e c conoscendo alcune caratteristiche della distribuzione di frequenza reale come valor medio e deviazione standard.

La validità di tali correlazioni dipende dalla tipologia di sito in esame e dal numero di dati sperimentali che si hanno a disposizione:

$$k = (\sigma / u_m)^{(-1.086)} \quad (\text{Justus}) \text{ valida per } k \text{ compreso fra } 1 \text{ e } 10$$

$$k = (\sigma / u_m)^{(-1.090)} \quad (\text{Bowden et alii}) \text{ valida per } k \text{ compreso fra } 1.6 \text{ e } 3$$

$$C = (k^{2.6674} / (0.184 + 0.816 k^{2.73855})) \cdot u_m$$

σ deviazione standard del valore medio.

4.3.4. Potenziale del vento e produzione di energia della Collina di Moria.

Riportiamo la conclusione dell'analisi anemometrica, partendo dai risultati derivanti dall'atlante del vento grezzi ricavati.

Vengono di seguito riportate la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione per i dati del vento presumibili a 30m dal suolo.

Per l'intensità della velocità del vento viene anche riportato l'andamento ed i valori dei coefficienti di scala e di forma della funzione di Weibull (funzione densità di probabilità) che approssima la distribuzione di frequenza misurata.

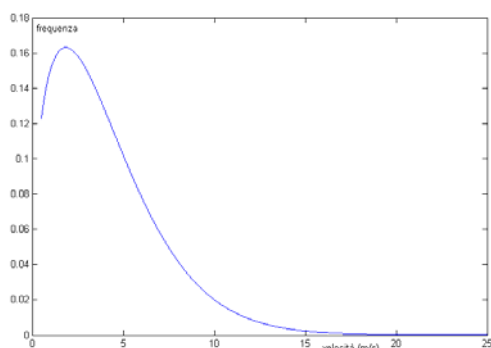


Figura 30 – Curva di Weibull

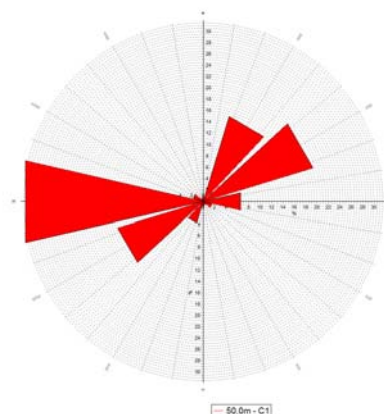


Figura 31 – Rosa dei venti

4.3.5. Curva della potenza dell'aerogeneratore

La curva di potenza della turbina che è idonea per il sito in considerazione è stata ricavata dalle specifiche tecniche fornite dalla casa costruttrice, che a sua volta dichiara che i test sono stati effettuati da istituti certificatori terzi. In questa fase del progetto può essere ritenuto accettabile la seguente curva di potenza:

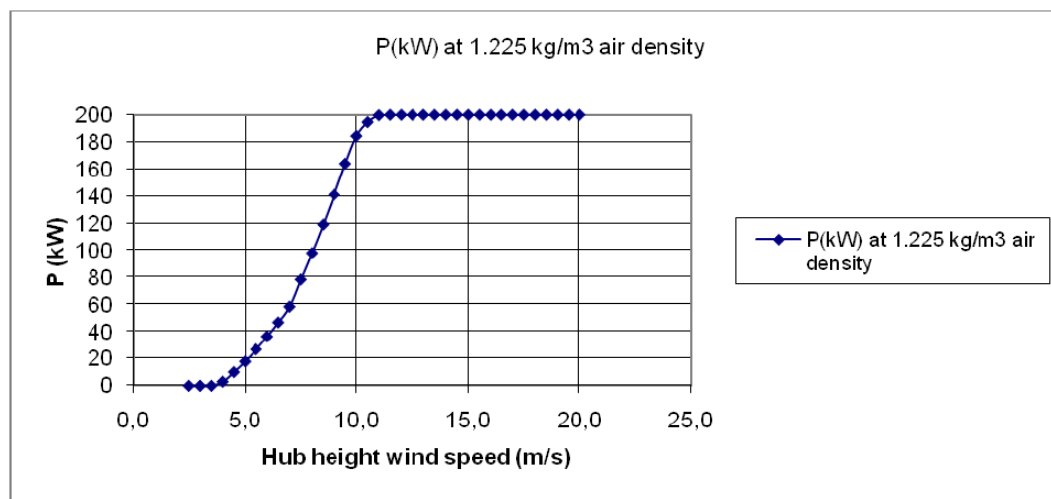


Figura 32 – Curva della potenza dell'aerogeneratore

4.3.6. Il modello di flusso

Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti.

In tal modo è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per l'unica macchina posizionata.

Aerogeneratore	Est [m]	Nord [m]	Altezza mozzo [m s.l.s.]	A [m/s]	k	U [m/s]	Densità Aria [kg/m ³]
01	2324760	4806263	630	7,780	2,350	6,90	1,117

Densità dell'aria partendo dai dati relativi alla stazione di Frontone (distante 24Km, a 570m s.l.s., $T_{media}=13,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $Densità_{media}=1,152\text{ Kg/m}^3$) il codice, in funzione della quota altimetrica, calcola il corretto valor medio annuo della densità dell'aria ad altezza mozzo per ogni singola posizione degli aerogeneratori considerati. La densità dell'aria così calcolata varia fra 1,122 e 1,097 Kg/m³.

La curva di riferimento del modello di turbina utilizzata è riferita ad un valore della densità dell'aria standard pari a 1,225 Kg/m³.

4.3.7. Stima della producibilità del Parco Eolico

Nelle tabelle seguenti sono riportate la stime di resa dell'impianto per il modello di aerogeneratore considerato.

AEROGENERATORE	Velocità media [m/s]	Perdite [%]	Energia/anno	Energia netta		Densità Volumetrica di Energia Annua [kWh/anno/m3]
			[kWh/anno]	[kWh/anno]	[kWh/kW]	
01	6,9	2	520340	509900	2.549,03	0,331

La produzione energetica annua del parco al netto delle perdite di scia ed il conseguente rendimento dell'impianto risultano essere:

Considerando le seguenti perdite sistematiche:

Fonte di perdita	Perdita (%)
perdite elettriche di rete e di trasformazione	3%
perdite dovute alla disponibilità degli aerogeneratori	3%
perdite dovute alla presenza di terra, ghiaccio sulle pale e degradazione superficie pale	2%
altre perdite	1%
Totale perdite	9,00%

otteniamo i seguenti valori di produzione: Producibilità al netto delle perdite totali del sistema

Perdite [%]	9,00
Produzione annua attesa [kWh]	464009
Ore anno funzionamento [ore/anno]	2320

4.3.8. Conclusioni anemologia del sito

La presente relazione riporta i risultati dell'analisi e validazione dei dati di vento per il sito di Moria.

Con i risultati ottenuti si è proceduto a valutare la produzione attesa annua sulla base del layout e del tipo di aerogeneratore ipotizzato.

Tale stima di produzione annua netta rappresenta la P50%, ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua.

IMPIANTO MINIEOLICO "MORIA"						
1	Posizione aerogeneratore coordinate Gauss-Boaga - m.s.l.m.	Est	2324760	Nord	4806263	m.s.l.m 615
2	Costo	€		500000,00		
3	Energia producibile in un anno	MWh/anno		460		
4	Ore di funzionamento dell'aerogeneratore a potenza nominale	h/anno		2320		
5	Vita dell'impianto	anni		15		

4.4 Disponibilità delle risorsa eolica e valutazione di alternative di progetto

La localizzazione di un impianto eolico deriva necessariamente dalla ponderazione di criteri differenti. In aggiunta ad una pregiudiziale condizione di disponibilità della risorsa eolica in condizioni tali da garantire adeguata producibilità all'impianto, se ne affiancano altri che possono avere ricadute significative sotto il profilo dell'impatto territoriale, paesaggistico ed ambientale dello stesso progetto, oltre a contribuire al

rendimento economico-finanziario del progetto (agendo ad esempio sui suoi costi di realizzazione). Pertanto, anche se la disponibilità di vento è una condizione indispensabile, non sempre è possibile localizzare il progetto nel sito maggiormente ventoso, soprattutto in un contesto territoriale quale quello italiano, caratterizzato da elevata densità di insediamento, morfologia complessa e diffuse valenze paesaggistiche ed ambientali.

Per il caso dell'impianto in progetto, sono stati presi in considerazione diversi siti circostanti, analizzati in alternativa a quello scelto. L'analisi ha tenuto in considerazione molteplici fattori quali:

- la producibilità teorica;
- i costi di realizzazione;
- l'impatto ambientale e paesaggistico del progetto.

Dallo studio si è visto che il sito di progetto, presenta una producibilità buona ed è ritenuto complessivamente il più idoneo anche in considerazione:

- della natura prevalentemente pianeggiante del luogo e tale da minimizzare, se non eliminare, i movimenti terra;
- della sua buona accessibilità;
- della distanza da ambiti sensibili sotto il profilo paesaggistico, ambientale e specialmente faunistico.

Allo stato di progettazione attuale, visti:

1. i risultati anemologici;
3. la disponibilità del terreno;
4. le ridotte dimensioni dell'impianto e l'impatto sul territorio;
5. il crescente bisogno di energia;

non esistono motivazioni perché questo impianto non debba essere realizzato.

4.5. Indagine Geologica

Per quanto riguarda lo studio e l'analisi della componente geologica si rimanda all'elaborato "Realzione minieolico VII – GEO – 01" in allegato.

4.6 Flora e fauna

Per quanto riguarda lo studio e l'analisi della componente floro-faunistica si rimanda all'elaborato specifico "Componente floro-faunistica - Studio e valutazione degli impatti" in allegato.

5 VALUTAZIONE DELL'IMPATTO AMBIENTALE DELL'INTERVENTO

5.1 Osservazioni sulla flora e fauna

Il funzionamento delle turbine non ha nessun effetto sui processi vitali della vegetazione, come ampiamente dimostrato. Numerosi studi presenti in letteratura hanno mostrato che aerogeneratori di ultima generazione, come quelli in esame, non sono pericolosi per la selvaggina di passo il bestiame da pascolo.

Studi e relazioni d'enti indipendenti di ricerca attestano come i modelli più recenti di turbine eoliche abbiano ridotto questi problemi virtualmente a zero, a differenza di quanto avviene con tutte le altre strutture prodotte dall'uomo, quali edifici, tralicci dell'alta tensione, ponti, autoveicoli, ecc. [si veda, ad esempio, 'The Effect of Wind Turbines on the Bird Population at Blyth Harbour', eseguito dalla ETSU (Energy Technology Support Unit) e commissionato dal Dipartimento del Commercio e dell'industria britannico]. Non esistono, e non sono mai stati osservati, altri effetti delle turbine eoliche sulla fauna terrestre. Vogliamo ancora evidenziare altre esperienze:

- In siti con intenso passaggio d'uccelli migratori (come Altamont Pass, California, USA), in passato, quando le turbine eoliche erano più piccole e ad alta velocità di rotazione, si sono osservati incidenti all'avifauna.
- Tali incidenti erano più frequenti con turbine eoliche provviste di torre a traliccio, poiché gli uccelli potevano essere indotti a nidificare sui tralicci, come del resto avviene con le linee ad alta tensione.
- Le turbine eoliche di moderna concezione, hanno una velocità di rotazione bassa e sono provviste di torre cilindro-conica, sulla quale è impossibile nidificare.
- Come risultato le collisioni degli uccelli con turbine eoliche sono diventate molto rare.

In conclusione l'impianto non disturba l'ambiente.

5.2 Rumore

5.2.1. Premessa.

Il presente studio ha la finalità di valutare il clima acustico attuale del sito di realizzazione dell'impianto minieolico oggetto del progetto e prevedere gli effetti di impatto acustico determinati dalla realizzazione della impianto stesso.

Lo studio è stato realizzato in conformità a quanto previsto dalla L.447/1995 e s.m.i., nonché dalla vigente normativa in materia di impatto acustico.

Lo studio è stato sviluppato operando:

- l'analisi dei limiti immissione per il sito di installazione,

- l'analisi delle emissioni prodotte dall'impianto come sorgente di rumore,
- un monitoraggio in situ della pressione sonora attualmente determinata dalle presenti sorgenti attive,
- l'elaborazione dei dati finalizzata alla predizione dell'impatto acustico determinato dalla realizzazione della impianto,
- la verifica della compatibilità con i limiti di Legge ed i livelli di soglia per la zona interessata dall'opera,
- l'individuazione di eventuali interventi ed opere di mitigazione acustica.

5.2.2. Inquadramento territoriale del sito di realizzazione dell'opera.

Il presente impianto minieolico, denominato "Moria", è localizzato nel Comune di Cantiano, Provincia di Pesaro Urbino ed è sito in località Moria.

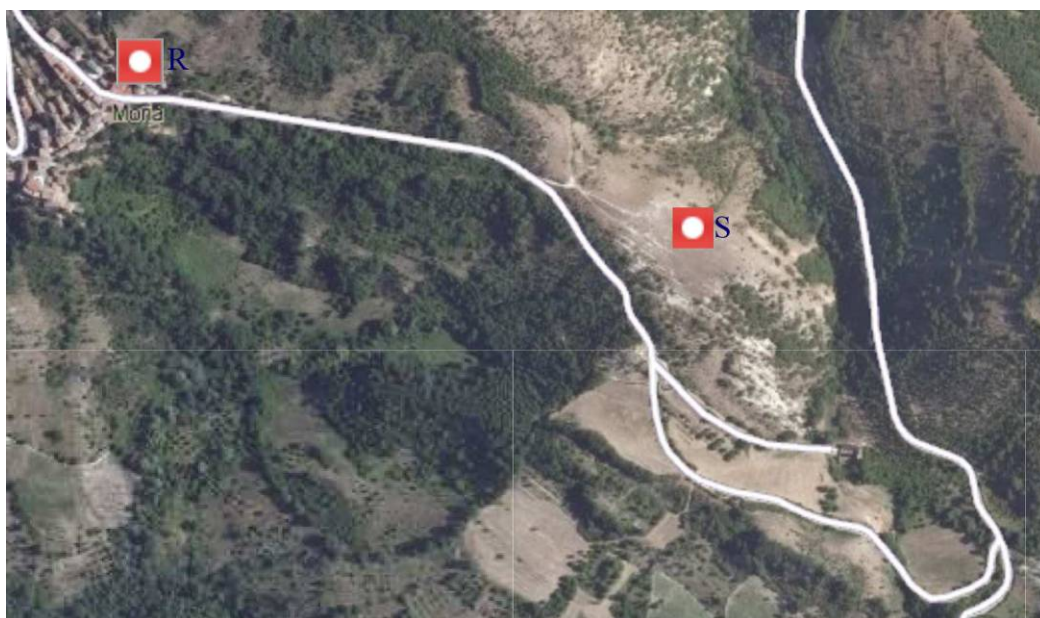


Figura 33 - Estratto da Pagine Bianche - Acustica – S sorgente - R ricettore

5.2.3. Quadro normativo di riferimento.

- Disposizioni generali.
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 01/03/1991, "*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*" (G.U. 08/03/1991, serie g. n. 57)
 - Legge 26/10/1995 n. 447, "*Legge quadro sull'inquinamento acustico*" (G.U. 30/10/1995, serie g. n. 254, suppl. ordin. n. 125) e ss. mm. (Legge n. 426 del 09/12/1998, Legge n. 448 del 23/12/1998, Legge n. 179 del 31/07/2002)

- Decreto Legislativo 19/08/2005 n.194, *"Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale"* (G.U. 23/09/2005 n.222)
- Limiti delle sorgenti sonore.
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14/11/1997, *"Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"* (G.U. 01/12/1997, serie g. n. 280)
 - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11/12/1996, *"Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo"* (G.U. 04/03/1997, serie g. n. 52)
 - Circolare 06/09/2004 del Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio, *"Interpretazione in materia di inquinamento acustico: criterio differenziale e applicabilità dei valori limite differenziali"* (G.U. 15/09/2004, serie g. n. 217)
- Normativa sulle tecniche di misura.
 - Decreto Ministeriale 16/03/1998, *"Tecniche di rilevamento e di misurazione dell' inquinamento acustico"* (G.U. 01/04/1998, serie g. n. 76)

5.2.4. Classificazione acustica del sito.

I ricettori più vicini all'impianto sono siti in Località Moria.

Il Comune di Cantiano, non ha ancora predisposto il Piano di Classificazione Acustica.

Per le aeree classificate in situazioni simili si trovano i seguenti valori di riferimento:

- valori limite di emissione - Leq in dB(A):

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00-22.00)	Notturmo (22.00-6.00)
I Aree particolarmente protette	45	35
II Aree prevalentemente residenziali	50	40
III Aree di tipo misto	55	45
IV Aree di intensa attività umana	60	50
V Aree prevalentemente industriali	65	55
VI Aree esclusivamente industriali	65	65

valori limite assoluti di immissione - Leq in dB(A):

Classi di destinazione d'uso del territorio	Tempi di riferimento	
	Diurno (6.00-22.00)	Notturmo (22.00-6.00)
I Aree particolarmente protette	50	40
II Aree prevalentemente residenziali	55	45
III Aree di tipo misto	60	50

IV	Aree di intensa attività umana	65	55
V	Aree prevalentemente industriali	70	60
VI	Aree esclusivamente industriali	70	70

- I valori limite differenziali di immissione - Leq in dB(A):

Periodo diurno.	Periodo notturno.
5 dB(A)	3 dB(A)

5.2.5. Descrizione acustica dell'opera come sorgente di rumore (S).

L'aerogeneratore opera, quando le condizioni di ventosità lo consentono, in modo continuato sulle 24 ore.

Il numero di aerogeneratori sono quattro e il loro funzionamento è contemporaneo.

Per quantificare il valore delle emissioni acustiche, riportiamo di seguito i diagrammi dei livelli di rumore forniti dalla casa costruttrice.

L _w (dB(A))	3m/s	4m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	9m/s	10m/s	11m/s
at Low Speed (LS)	86.30	92.86	94.62	95.41					
at High Speed (HS)					103.36	104.42	104.64	104.22	104.03

Report N° 21.160

Report N° 21.160

Report N° 21.1603.0-AN-R

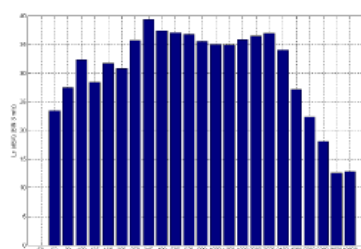


Figure A.4.1-3: Third octave band levels at 3 m/s A-weighted.

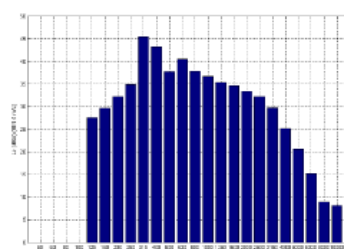


Figure A.4.1-4: Third octave band levels at 4 m/s A-weighted.

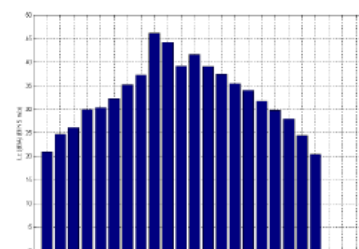


Figure A.4.1-5: Third octave band levels at 5 m/s A-weighted.

Report N° 21.160

Report N° 21.1603.0

rep

Report N° 21.1603.0-AN-R

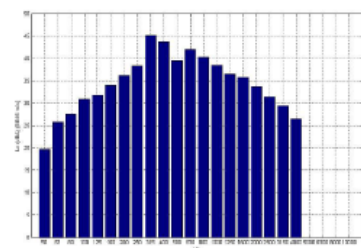


Figure A.4.1-6: Third octave band levels at 5 m/s A-weighted.

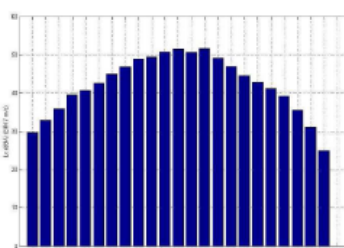


Figure A.4.2-3: Third octave band levels at 7 m/s A-weighted.

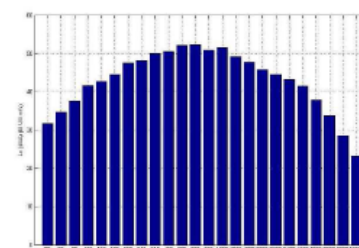


Figure A.4.2-4: Third octave band levels at 8 m/s A-weighted.

Report N° 21.1603.0

3P

Report N° 21.1603.0-A

Report N° 21.1603.0-AN

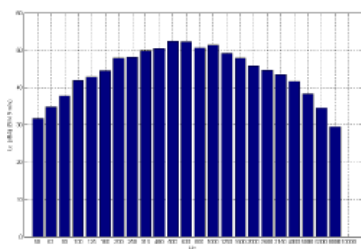


Figure A.4.2-5: Third octave band levels at 9 m/s A-weighted.

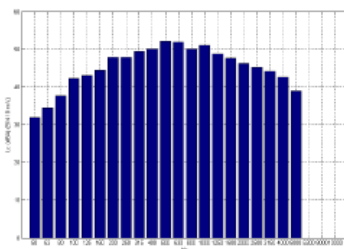


Figure A.4.2-6: Third octave band levels at 10 m/s A-weighted.

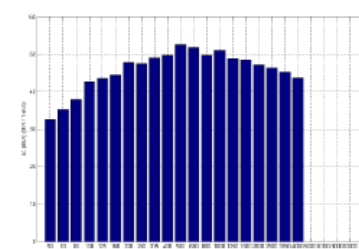


Figure A.4.2-7: Third octave band levels at 11 m/s A-weighted.

Figura 34 –Diagrammi dei livelli sonori

5.2.6. Individuazione ed analisi delle sorgenti e dei recettori.

Vengono di seguito indicati con R i recettori presi in esame per la valutazione degli impatti. In cartografia vengono riportati i livelli continui di pressione sonora ponderata (A).

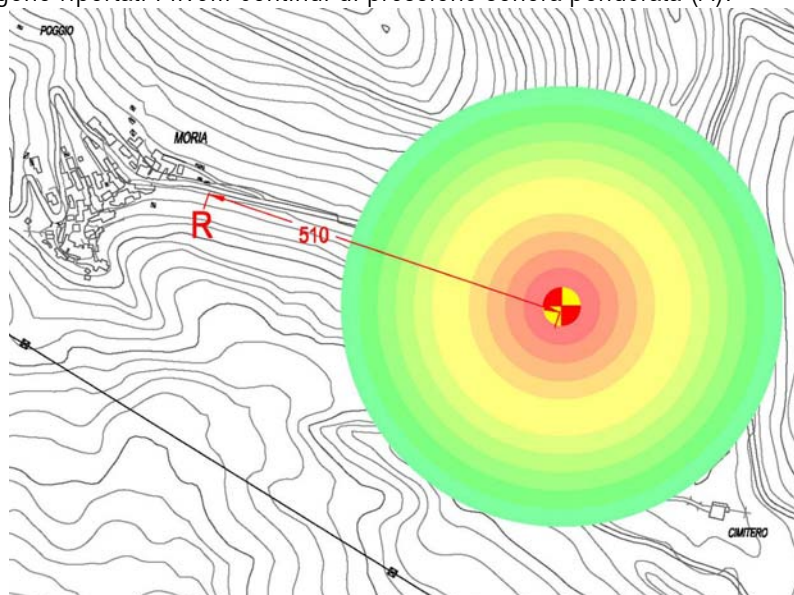


Figura 35 – Il recettore indicato con R1 rappresenta l'abitazione più vicina all'impianto.

5.2.7. Valutazione del clima acustico e misure fonometriche in situ.

Il sito presso cui si intende realizzare l'opera si presenta come una zona a prevalente attività agricola. La vegetazione risulta abbastanza rigogliosa. Le sorgenti sono poste ad una quota altimetrica 615 m.s.l.m. e distano dal recettore 510 m.

Le fonti del rumore che determina prevalentemente il clima acustico attuale della zona del recettore sono: la strada che porta da Palcano a Moria i valori di livello di rumore di fondo durante il periodo diurno sono stati misurati.

Mentre per il valore del livello di rumore di fondo durante il periodo notturno è stato preso pari a 40 dB(A).

Misure in situ.

Le misure in situ sono state effettuate in data 10/12/2011, in prossimità del recettore R.

Le misure sono state eseguite dalle 14:00 alle 14:25.



Figura 36 –La durata di ogni misurazione, tenuto conto della natura costante della principale sorgente di rumore è stata pari a 15', previa calibrazione dello strumento.

La misurazione è stata effettuata utilizzando un fonometro, classe 1 e calibrato come indicato in allegato. E' stato impiegato un cavalletto tripode livellato in alluminio.

Il fonometro, nella fase di misura, è stato posto ad una altezza dal suolo di circa 1.65 m.

La velocità del vento, pari a 0 m/s durante le rilevazioni, è stata misurata con anemometro Deuta Anemo portatile.

5.2.8. Assunzioni, metodo di calcolo, valori assoluti e differenziali.

Per la elaborazione dei dati, sono state applicate le seguenti relazioni matematiche.

- Livello continuo equivalente di pressione sonora ponderata «A» relativo al tempo a lungo termine TL ($L_{Aeq,TL}$) riferito al valore medio su tutto il periodo, con riferimento al livello continuo equivalente di pressione sonora ponderata «A» relativo a tutto il tempo TL, essendo N i tempi di riferimento considerati:

$$L_{Aeq,TL} = 10 \log \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N 10^{0,1(L_{Aeq,T_R})_i} \right] dB(A)$$

- Livello di pressione sonora in un punto P_2 , distante d_2 dalla sorgente di rumore, noto il valore del livello di pressione sonora in un punto P_1 , distante d_1 dalla sorgente di rumore:

$$L_{P_2} = L_{P_1} - 20 \log \frac{d_2}{d_1}$$

- Livello differenziale L_D , differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale L_A ed il rumore residuo L_R :

$$L_D = L_A - L_R$$

PREVISIONE DI IMMISSIONE ACUSTICA NEL SITO DAL FUTURO IMPIANTO MINIEOLICO 200 kW.										
LIVELLO DI RUMORE DI UN AEROGENERATORE RILASCIATO DALLA DITTA COSTRUTTRICE. CONDIZIONI DI RILIEVO INDICATE IN ALLEGATO. SVILUPPO DEI CALCOLI PER IL RECETTORE PIÙ VICINA ALL'IMPIANTO IN OGGETTO.										
Distanza dall'aerogeneratore	s	m	100	133	166	200	233	266	300	510
Livello di rumore di un aerogeneratore alle distanze indicate.	Leq	dB(A)	73,0	60,0	51,0	44,0	39,0	34,0	30	25,39
CRITERIO DIFFERENZIALE DURANTE IL PERIODO DIURNO.								dB(A)	5,00	
Valore del livello di rumore di fondo rilevato nell'intorno del recettore in oggetto, durante il periodo diurno. (Vedi Foto).								dB(A)	56,40	

Valore combinato, del livello di rumore di fondo rilevato e dell'immissione acustica prevista, nell'intorno del recettore in oggetto, durante il periodo diurno.	dB(A)	56,40
Livello differenziale di immissione del livello del rumore del recettore, durante il periodo diurno.	dB(A)	0,00
I LIMITI DIFFERENZIALI DURANTE IL PERIODO DIURNO SONO RISPETTATI.		
CRITERIO DIFFERENZIALE DURANTE IL PERIODO NOTTURNO.	dB(A)	3,00
Valore del livello di rumore di fondo nell'intorno del recettore in oggetto, durante il periodo notturno.	dB(A)	40,00
Valore combinato, del livello di rumore di fondo rilevato e dell'immissione acustica prevista, nell'intorno del recettore in oggetto, durante il periodo notturno.	dB(A)	40,15
Livello differenziale di immissione del livello del rumore del recettore, durante il periodo notturno.	dB(A)	0,15
I LIMITI DIFFERENZIALI DURANTE IL PERIODO NOTTURNO SONO RISPETTATI.		

5.2.9. Fonometro e certificazioni



Figura 37 — Fonometro utilizzato per i rilievi in campo

5.2.10. Analisi dei risultati anemometrici e conclusioni.

Dalla analisi della elaborazione dei dati, si rileva che i valori di immissione consentono di rispettare i limiti assoluti e differenziali previsti dalla norma, sia nel periodo diurno che in quello notturno.

Si vuole, inoltre, evidenziare che, in questa trattazione, è stata operata una sovrastima della immissione dovuta al funzionamento della impianto e dell'ambiente esterno. Infatti, l'immissione dovuta alla impianto, secondo i dati dichiarati dalla casa produttrice, risulta già comprensiva del rumore del vento. Questo contributo non è stato possibile considerarlo nel rilievo del rumore ambientale di fondo in quanto la velocità del vento durante il rilievo è stata pari a zero.

Per tutto quanto detto, la realizzazione dell'opera in oggetto rispetta, i limiti e gli indirizzi previsti dalla vigente normativa e non necessita di prevedibili soluzioni di mitigazione acustica.

5.3 Analisi delle onde elettromagnetiche

5.3.1. Introduzione onde elettromagnetismo

Il presente elaborato ha lo scopo di stimare le emissioni elettromagnetiche prodotte dalla linea elettrica MT aerea di collegamento alla cabina primaria.

Questa analisi nasce, oltre che dalle direttive previste dalla legge e dai documenti di indirizzo, anche dalla volontà di realizzare opere che siano quanto più rispettose dell'ambiente e della salute umana, ad ulteriore dimostrazione della validità della scelta eolica nel panorama delle fonti rinnovabili.

Studi recenti hanno posto l'accento sugli effetti prodotti dai campi elettromagnetici di alta ed altissima frequenza, per i potenziali rischi cancerogeni. Questa indagine, si focalizza sugli effetti prodotti dalla onde elettromagnetiche "non ionizzanti", a frequenza di 50 Hz, quali sono quelle interessate nel processo di produzione di energia elettrica e distribuzione.

Non saranno valutati aspetti inerenti radiazioni ad alta ed altissima frequenza poiché, nelle opere previste dal progetto, non ne vengono individuate fonti di emissione.

5.3.2. Descrizione della linea elettrica e dati tecnici.

Il progetto prevede la installazione di n° 1 turbina eolica della potenza nominale unitaria pari a 200 kW. L'impianto è fornito di linea elettrica aerea in cavo cordato ad elica per la connessione dell'aerogeneratore alla cabina M.T..

L'elettrodotto ha una lunghezza pari a 968 m.

La turbina eolica produce, al generatore, corrente elettrica in bassa tensione (190 V) che viene successivamente innalzata alla media tensione (20 kV) da trasformatori interni alla macchina.

La corrente in media tensione percorre l'elettrodotto e raggiunge la cabina elettrica M.T. per l'allaccio alla rete elettrica nazionale.

Per ulteriori approfondimenti circa il layout di impianto e relativa linea elettrica si rimanda agli specifici elaborati di progetto.

Vengono riassunti i dati tecnici relativi alla linea elettrica (vedere anche Figura 14 – Scheda tecnica dei cavi prodotti dalla ditta Pirelli):

	DESCRIZIONE	DIM	ELETTRODOTTO AEREO
1	Tensione nominale	kV	20,0
2	Frequenza	Hz	50
3	Categoria Sistema/Neutro		Classe "A" con neutro a terra o isolato e durata massima di funzionamento con fase a terra fino a 1 ora.
4	Condizioni di posa		Aria
5	Temperatura ambiente	°C	30
6	Tipo di installazione		Posa in piano orizzontale – Cavo sospeso
7	Tipo di cavo (PIRELLI)		ARG7H5EXY 12/20 kV
8	Sezione verificata	mm ²	35+50Y
9	Diametro conduttore	mm	7,1
10	Spessore isolante	mm	5,5
11	Diametro esterno max	mm	59.3
12	Peso del cavo	kg/km	2100
13	Resistenza max a 20° in CC	Ohm/km	0,868
14	Portata nominale (1)	A	140
15	Raggio minimo di curvatura	mm	600

5.3.3. Normativa di riferimento e limiti di norma nelle emissioni elettromagnetiche.

Per quanto riguarda i valori limite per le emissioni elettromagnetiche prodotte dalla linea elettrica necessari alla individuazione della fascia di rispetto, ci si è attenuti a quanto previsto dalla normativa di riferimento:

- D.M. 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.:

“Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” (Pubblicato nella G.U. 5 aprile 1988, n. 79, S.O.).

- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 e s.m.i:

“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” (Pubblicato sulla G. U. 07 marzo 2001, n. 55).

- - Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 Luglio 2003:

“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti. (Pubblicato nella G.U. 29 agosto 2003, n. 200).

- - D.M. 29/05/2008

Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti.

5.3.4. Emissioni elettromagnetiche.

In riferimento a quanto previsto dal Decreto Ministeriale 29/05/2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti.”, viene indicato che il metodo di calcolo non si applica a linee elettriche di media tensione in cavo cordato ad elica, avendo fasce di rispetto di dimensione molto ridotta.

A conferma di questo ed a stima della emissione prodotta da questa tipologia di linea elettrica, si riporta il seguente estratto dalle "Linee Guida per l'applicazione del punto 5.1.3 dell'Allegato al D.M. 29/05/2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche”, pagg. 5 e 6, sviluppato da ENEL: Si precisa, inoltre, che secondo quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008 sopra citato, la tutela in merito alle fasce di rispetto di cui all'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, esistenti ed in progetto ad esclusione di:

- linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50 Hz (ad esempio linee di alimentazione dei mezzi di trasporto);
- linee di classe zero ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (come le linee di telecomunicazione);
- linee di prima classe ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (quali le linee di bassa tensione);
- linee di Media Tensione in cavo cordato ad elica (interrate o aeree – Figura 1);

in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

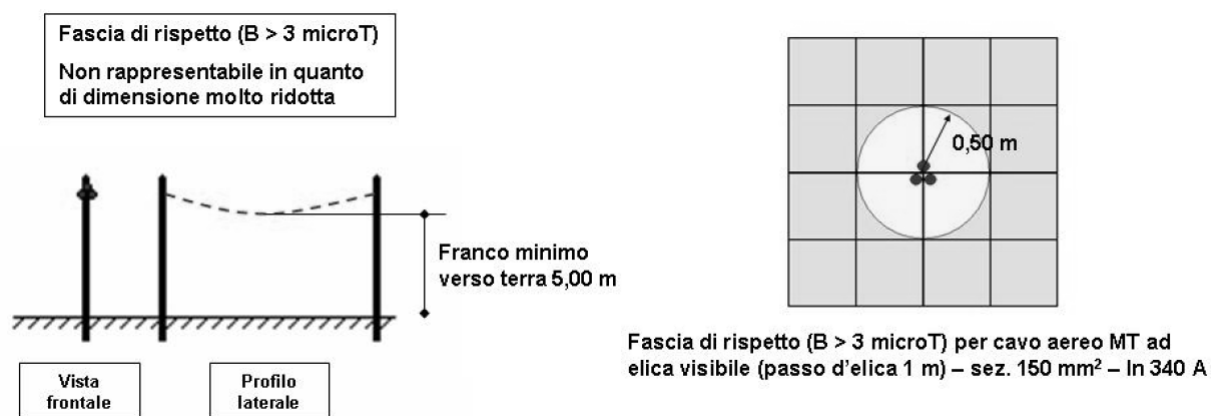


Figura 38 – Curve di livello dell'induzione magnetica generata da cavi cordati ad elica – calcoli ENEL effettuati con il modello tridimensionale "Elico" della piattaforma "EMF Tools", che tiene conto del passo d'elica

5.4 Regime idrico

Le potenziali interazioni fra ambiente idrico e attività di progetto sono limitate alla fase di cantiere ed alla fase di dismissione dell'impianto di produzione di energia elettrica, e riguardano essenzialmente i rischi di sversamento accidentale di prodotti chimici. In particolare, nelle modalità di svolgimento delle attività di cantiere, non si prevedono interferenze con il reticolo idrografico superficiale. Per la realizzazione del plinto di fondazione per l'aerogeneratore, che è di estensione limitata e che il piano di appoggio è mediamente collocato a circa 0,3 m di profondità rispetto al piano di campagna, l'assetto idrogeologico non sarà alterato e non produrrà alcuna interferenza con l'ambiente idrico della zona. Nella pianificazione degli impatti, si deve tenere presente anche il rischio che i mezzi operativi nell'area di cantiere non abbiano malfunzionamenti ai circuiti oleodinamici per potenziali rilasci di carburante, lubrificante ed altri idrocarburi in modo da evitare la contaminazione accidentale del terreno o delle falde acquifere con queste sostanze inquinanti.

5.5 Atmosfera

Le emissioni in atmosfera sono costituite essenzialmente dai gas di scarico dei mezzi meccanici operanti nel cantiere e dalle particelle fini sospese nell'aria (polveri fini) presenti nei gas di scarico stessi e da particolari lavorazioni.

Nelle fasi di preparazione e di opera del cantiere e della dismissione finale del parco eolico i mezzi meccanici (macchine operatrici ed automezzi) sono presenti per:

- operazioni di preparazione del cantiere, movimenti terra e montaggio dei componenti dell'aerogeneratore e della posa in opera del cavidotto.
- trasporto di materiali tecnici e del personale dall'esterno del cantiere e per la movimentazione all'interno dello stesso.

Ovviamente i mezzi meccanici utilizzati, come del resto tutti gli altri mezzi a motore a combustione interna, producono gas di scarico che contengono composti inquinanti e particolato. L'intento potrebbe essere quello di prediligere quelle imprese che garantiscono l'utilizzo nel cantiere di automezzi e macchine operatrici che rispettino le norme di inquinamento vigenti (motori emissionati "Euro x" per gli automezzi, "Tier x" per le macchine operatrici). Oltre al particolato fine (PM10), che come detto viene prodotto dalla combustione interna, viene prodotto anche del particolato più grossolano per operazioni quali scavi e sbancamenti e per il transito degli automezzi nelle aree con pavimentazione sterrata, che a seguito di periodi prolungati di siccità, può essere anche rilevante.

In generale questo tipo di particolato, che come detto è abbastanza grossolano, generalmente risulta avere una limitata deriva per il suo relativamente elevato peso, interessando solo le zone più limitrofe del cantiere. Inoltre questo tipo di problematica è limitata nel tempo alla sola fase di realizzazione delle opere. Durante la fase di esercizio si ipotizza un impatto atmosferico estremamente limitato, imputabile essenzialmente alle attività di manutenzione e di gestione del parco eolico. Per fase di dismissione dell'impianto per la produzione di energia elettrica come detto in precedenza valgono le considerazioni svolte per l'impatto in fase di cantiere.

5.6 Inquinamento evitato

Le caratteristiche tecniche dell'impianto presuppongono la totale assenza d'emissioni in atmosfera.

Bisogna osservare, invece, che l'energia prodotta eviterà la produzione della stessa quantità in una centrale termica e il conseguente inquinamento prodotto, sotto forma di CO₂, di SO₂ e degli ossidi d'azoto responsabili delle piogge acide.

Si può stimare l'inquinamento annuo evitato grazie all'intervento, come segue (le stime sono basate su: Parliamentary Office of Science and Technology, 1994, Select Committee Briefing, Environmental Aspects of Wind Generation, Gran Bretagna, e su dati forniti dalla Nordtank Energy Group AJS).

	Inquinanti		Quantità Unitaria		Quantità Anno	
1	Biossido di zolfo	SO ₂	kg/MWh	7,55	kg/anno	3470
2	Ossidi di azoto	NO _x	kg/MWh	2,50	kg/ anno	1.160
3	Anidride carbonica	CO ₂	kg/MWh	800	kg/ anno	368.000
4	Ceneri		kg/MWh	7,22	kg/ anno	3.320
5	Gesso		kg/MWh	0,366	kg/ anno	168

Energia elettrica annua = 460 MWh/anno

Queste quantità sono calcolate su una media che tiene conto delle emissioni di centrali termoelettriche alimentate a carbone, olio combustibile e ciclo combinato a gas naturale.

Di seguito è invece la stima dei combustibili risparmiati annualmente grazie all'eolico, ossia dei combustibili che non sono bruciati in centrali termoelettriche:

	Nome	Quantità Unitaria		Quantità Annuale	
1	Metano	m ³ /MWh	300	m ³ /anno	138.000
2	Gasolio	kg/MWh	240	kg /anno	110.000
3	Lignite	kg/MWh	800	kg /anno	368.000
4	Litantrace	kg/MWh	350	kg /anno	161.000
5	Antracite	kg/MWh	300	kg /anno	138.000

Energia elettrica annua = 460 MWh/anno

5.7 Impatto visivo

5.7.1. Analisi Zona di Interferenza Visuale

I metodi di valutazione degli impatti paesaggistici si basano sulle direttive, prescrizioni, indicazione della MIBAC Ministero per i Beni e le Attività Culturali che suddivide in aree di impatto avente come centro il nostro singolo aerogeneratore.

Le indicazioni della MIBAC si riferiscono ad impianti eolici industriali di alta potenza e non della taglia oggetto del presente progetto, per cui l'estensione di tali prevenzioni sono ridondanti ed il giudizio finale dovrà tenerne conto. D'altronde non abbiamo altri parametri per analizzare l'interferenza con il paesaggio di aerogeneratori di piccola taglia e di ultima generazione.

Nello specifico, applicando i riferimenti dati dal MIBAC, si rileva quanto segue:

1. Area di impatto primaria fascia compresa sino alla distanza dal centro macchina 7 volte il diametro del rotore pari a $7 \times 43,5 = 304,5$ m.

A questa distanza si annulla il rumore della turbina.

Non ci sono abitazioni ricadenti a questa distanza dalla turbina eolica.

2. Area di impatto locale fascia compresa fra il limite esterno della precedente sino alla distanza dal centro macchina 50 volte l'altezza totale (torre più raggio del rotore) pari a $50 \times 43,5 = 2175$ m dal centro della turbina.

Entro questa fascia e la precedente si ha la massima percettività della turbina. In questa fascia sono presenti tre beni tutelati dal PPAR:

- a) Centro abitato di Moria parzialmente visibile parte rotore dai piani alti di poche abitazioni;
- b) Centro abitato di Palcano non visibile;
- c) Centro abitato Pianello non visibile.

3. Area di impatto potenziale fascia compresa fra il limite esterno della precedente sino a 2175 m dal centro della turbina. Entro questa fascia si vedono le componenti dell'aerogeneratore. Oltre la distanza delimitata da questa fascia svanisce la percezione del moto del rotore e le parti fisse, che grazie alla scelta del loro colore si confondono con le colorazioni del cielo.

L'applicazione del metodo sopra indicato, ha guidato la elaborazione dello Zona di Interferenza Visuale (ZVI) da cui è possibile valutare l'interferenza visiva dell'impianto eolico con il paesaggio, in particolare con le zone di particolare pregio. Per ogni approfondimento, pertanto, si rimanda agli specifici elaborati grafici di progetto "IV-PAE-03 ZVI".

5.7.2 Analisi di dettaglio della visibilità dai beni tutelati

Tenendo conto di quanto emerge dalla suddetta analisi ed in considerazione dell'orografia dei luoghi, nonché della distanza dei principali beni architettonici, storici, culturali presenti, si può concludere che l'interferenza visiva dell'impianto eolico da 200 kW è trascurabile.

Segue le seguenti analisi effettuate su base Google Earth:

- la localizzazione del bene rispetto all'impianto e relativa congiungente;
- la sezione generata lungo il tracciato della congiungente per valutare la presenza di formazioni orografiche che si interpongano tra l'osservatore ipotizzato sul luogo del bene ed il sito di installazione dell'aerogeneratore;
- scatto-fotoinserimento dell'opera valutato dal punto di osservazione rappresentato dal bene.

Strada comunale da Moria a Palcano in prossimità del cimitero



Figura 39 – Immagine n°1 – Scatto fotografico dell'area dell'opera attuale



Figura 40 — Fotoinserimento dell'aerogeneratore nell'area dell'opera.



Figura 41 — Localizzazione dell'impianto e del punto di scatto.



Figura 42 — Sezione del terreno dall'aerogeneratore al punto di scatto 3.

Strada comunale da Moria a Palcano punto più visibile



Figura 43 — Scatto fotografico dell'area dell'opera attuale.



Figura 44 — Fotoinserimento dell'aerogeneratore nell'area dell'opera.



Figura 45 — Localizzazione dell'impianto e del punto di scatto.



Figura 46 — Sezione del terreno dall'aerogeneratore al punto di scatto 1.

5.7.3 Conclusioni ZVI.

In conclusione alla presente elaborazione, si vuole confermare come la visibilità dell'opera, anche dai punti più esposti, risulti trascurabile e tale da non compromettere la fruibilità dei luoghi.

6. CONCLUSIONI GENERALI

Nei capitoli precedenti è stato esposto il Progetto Definitivo e lo Studio di Impatto Ambientale di un parco eolico composto da un aerogeneratore di ultima generazione e ne sono state evidenziate le caratteristiche progettuali e le eventuali interazioni con l'ambiente.

I dati specifici dell'impianto, di seguito riportati, permettono di esporre alcune considerazioni di non trascurabile importanza.

- Numero totale di aerogeneratori: 1
- Potenza aerogeneratore: 200 kW
- Potenza totale installata: $200 \times 1 = 200$ kW
- Energia producibile in un anno: 460000 kWh/anno
- Potenza specifica: $460000 / 200 = 2300$ kWh/kW
- Superficie specifica occupata: 3.14 m²/aerogen.
- Intensità specifica di installazione: $200/3.14 = 63,66$ kW/m²

Come è facile notare, il Parco Eolico in oggetto realizza, sulla base delle caratteristiche sopra riportate, una intensità di occupazione e di consumo territoriale molto ridotta e del tutto in linea con i contenuti del "Progetto di Piano Energetico Regionale".

Sulla base di quanto esposto bisogna però ancora ricordare che la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento presenta l'indiscutibile vantaggio ambientale di non immettere nell'ecosistema sostanze inquinanti sotto forma di gas, polveri e calore, come invece accade nella termogenerazione che usa i derivati del petrolio.

Per quanto riguarda il bilancio energetico relativo alla costruzione, installazione, mantenimento in esercizio e smantellamento della turbina sotto condizioni di vento normale, i moderni aerogeneratori impiegano tre mesi di esercizio per recuperare tutta l'energia spesa.

Come si può facilmente osservare la realizzazione di "piccoli impianti" che producono energia da fonti rinnovabili oltre a comportare un impatto del tutto trascurabile, comportano un vero e proprio beneficio ambientale se letti sotto la prospettiva della diminuzione di inquinanti nel campo della produzione dell'

energia elettrica e considerando nel contempo altri benefici di tipo indiretto riconducibili alla diversificazione delle fonti energetiche regionale e comunale, contribuendo al raggiungimento di margini di indipendenza energetica.

Data, Mag 2012

Il progettista